


3 1761 11766235 3



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761117662353>

CAI
MS
- F64

Government
Publications

32

FRONTIER LANDS

OIL AND GAS STATISTICAL OVERVIEW

1991



Energy, Mines and
Resources Canada

Energie, Mines et
Ressources Canada

Canada

THE ENERGY OF OUR RESOURCES

THE POWER OF OUR IDEAS

CH
MS
- F64

TABLE OF CONTENTS

Foreword	3
Introduction	4
Canada's Frontier Lands	5
Statistics	6
Frontier Lands Statistical Summary 1991	7
Appendix A: Status of Frontier Lands	8
Appendix B: Frontier Lands	9
Frontier Lands Statistics at Year End	10
Land Status at Year End	11
Lands Active in Frontier Lands	12
Licensing Procedures	13
Permitting-Related Cooperatives on Frontier Lands	14
Permitting Expenditures on Frontier Lands	15
Oil and Gas Statistics	16
Statistical Summary 1991-1992	17
Statistical Summary 1991-1992	18
Statistical Summary 1991-1992	19
Statistical Summary 1991-1992	20
Statistical Summary 1991-1992	21
Statistical Summary 1991-1992	22
Statistical Summary 1991-1992	23
Statistical Summary 1991-1992	24
Statistical Summary 1991-1992	25
Statistical Summary 1991-1992	26
Statistical Summary 1991-1992	27
Statistical Summary 1991-1992	28
Statistical Summary 1991-1992	29
Statistical Summary 1991-1992	30
Statistical Summary 1991-1992	31
Statistical Summary 1991-1992	32
Statistical Summary 1991-1992	33
Statistical Summary 1991-1992	34
Statistical Summary 1991-1992	35
Statistical Summary 1991-1992	36
Statistical Summary 1991-1992	37
Statistical Summary 1991-1992	38
Statistical Summary 1991-1992	39
Statistical Summary 1991-1992	40
Statistical Summary 1991-1992	41
Statistical Summary 1991-1992	42
Statistical Summary 1991-1992	43
Statistical Summary 1991-1992	44
Statistical Summary 1991-1992	45
Statistical Summary 1991-1992	46
Statistical Summary 1991-1992	47
Statistical Summary 1991-1992	48
Statistical Summary 1991-1992	49
Statistical Summary 1991-1992	50
Statistical Summary 1991-1992	51
Statistical Summary 1991-1992	52
Statistical Summary 1991-1992	53
Statistical Summary 1991-1992	54
Statistical Summary 1991-1992	55
Statistical Summary 1991-1992	56
Statistical Summary 1991-1992	57
Statistical Summary 1991-1992	58
Statistical Summary 1991-1992	59
Statistical Summary 1991-1992	60
Statistical Summary 1991-1992	61
Statistical Summary 1991-1992	62
Statistical Summary 1991-1992	63
Statistical Summary 1991-1992	64
Statistical Summary 1991-1992	65
Statistical Summary 1991-1992	66
Statistical Summary 1991-1992	67
Statistical Summary 1991-1992	68
Statistical Summary 1991-1992	69
Statistical Summary 1991-1992	70
Statistical Summary 1991-1992	71
Statistical Summary 1991-1992	72
Statistical Summary 1991-1992	73
Statistical Summary 1991-1992	74
Statistical Summary 1991-1992	75
Statistical Summary 1991-1992	76
Statistical Summary 1991-1992	77
Statistical Summary 1991-1992	78
Statistical Summary 1991-1992	79
Statistical Summary 1991-1992	80
Statistical Summary 1991-1992	81
Statistical Summary 1991-1992	82
Statistical Summary 1991-1992	83
Statistical Summary 1991-1992	84
Statistical Summary 1991-1992	85
Statistical Summary 1991-1992	86
Statistical Summary 1991-1992	87
Statistical Summary 1991-1992	88
Statistical Summary 1991-1992	89
Statistical Summary 1991-1992	90
Statistical Summary 1991-1992	91
Statistical Summary 1991-1992	92
Statistical Summary 1991-1992	93
Statistical Summary 1991-1992	94
Statistical Summary 1991-1992	95
Statistical Summary 1991-1992	96
Statistical Summary 1991-1992	97
Statistical Summary 1991-1992	98
Statistical Summary 1991-1992	99
Statistical Summary 1991-1992	100

**The Energy Sector congratulates
the Geological Survey of Canada on its
150th anniversary. We are proud to be associated
with this world renown organization,
and wish it continued success
in the future.**

© Minister of Supply and Services Canada 1992

Cat. No. M22-115/1992
ISBN 0-662-58959-9

TABLE OF CONTENTS

	Page
Preface.....	3
Introduction.....	4
Canada's Frontier Lands.....	5
Highlights.....	6
Frontier Lands Statistical Summary 1991	
Activity Status on Frontier Lands.....	8
Wells Drilled on Frontier Lands.....	8
Frontier Lands Resource Inventory.....	9
Discovered Resources on Frontier Lands.....	10
Oil and Gas Production on Frontier Lands.....	11
Frontier Lands Holdings at Year-End.....	12
Land Status at Year-End.....	12
Lands Active on Frontier Lands.....	13
Licences Concluded.....	14
Petroleum-Related Employment on Frontier Lands.....	15
Petroleum Expenditures on Frontier Lands.....	15
East Coast Offshore Statistical Summary.....	16
Map - Active Wells, 1991.....	17
Mainland Territories Statistical Summary.....	18
Map - Active Wells, 1991.....	21
Client Questionnaire.....	22

PREFACE

The purpose of this document is to provide up-to-date statistics on frontier oil and gas activities. This is the first annual overview produced by the Frontier Lands Management Branch (FLMB) of Energy, Mines and Resources. FLMB was created to assist the Minister of Energy, Mines and Resources (EMR) in managing the national interest in joint management regimes that have been established on the frontier lands. In addition, FLMB advises the Minister on the administration of oil and gas rights in areas not under joint management south of 60°.

We would like to thank the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, the National Energy Board, the Department of Indian Affairs and Northern Development and the oil and gas industry for providing us with statistics. We would also like to extend our gratitude to all those within EMR who were instrumental in the preparation of this overview.

As part of FLMB's continuing effort to improve on future annual overviews, we invite you to take a few minutes to complete the questionnaire at the back of this document.

INTRODUCTION

Canada's frontier lands consist of both onshore and offshore areas outside the provinces which fall under the authority of the federal government. These lands, some 10.2 million square kilometres, include the Northwest Territories and Yukon, as well as offshore areas off the East and West coasts, and in the North.

The Government of Canada's Frontier Energy Policy Statement of 1985 forms the basis for the current regulatory framework for all oil and gas activities on the frontier lands. An important component of this policy is the government's commitment to negotiate and implement joint management regimes with coastal provinces and the northern territories.

The Minister of Energy, Mines and Resources is responsible for all oil and gas activities on frontier lands south of 60°; and, the Minister of Indian Affairs and Northern Development is responsible for all oil and gas activities north of 60°.

The regulatory and administrative regime for managing rights to explore for, develop and produce oil and gas on Canada's frontier lands and to regulate oil and gas activities are embodied in the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) and the *Oil and Gas Production and Conservation Act* (OGPCA). The CPRA and OGPCA provisions apply in areas of the frontier lands not subject to joint management regimes.

In areas under joint management, the administrative regime for managing rights and regulating oil and gas activities is contained in the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* and the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*. Under these Accord Implementation Acts, two independent Boards, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board and the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, have been established to manage, on behalf of the federal and provincial governments, oil and gas activities in the Newfoundland and Nova Scotia offshore areas.

To ensure consistency and stability for the oil and gas industry operating in Accord and non-Accord areas, the Accord Implementation Acts incorporate key provisions of the CPRA and the OGPCA. As well, the regulations under these acts correspond closely to those in effect elsewhere on the frontier lands.

CANADA'S FRONTIER LANDS



EMR/FLMB

HIGHLIGHTS, 1991

- 1991 was a busy year for all the companies and contractors involved in the Hibernia Development Project. At Bull Arm, Newfoundland Offshore Development Constructors (NODECO) continued to prepare the Gravity Base Structure (GBS) construction site. Construction of dry docks, quays, accommodation facilities and berm continued at year-end. As well, construction of the GBS got underway with the pouring of concrete for the first 122 prefabricated skirts to be used to penetrate the ocean floor. The site for the construction of the wellhead module was also being prepared by a joint venture company led by PCL Industrial Constructors Inc. of Edmonton.

Newfoundland Offshore Contractors (NOC) concentrated their efforts on engineering design work, preparing equipment specifications and issuing contracts for the supply of equipment and materials for the construction of the topsides modules. A number of important contracts for specialized equipment and steel were let during the year.

- During the year, two exploratory wells were completed offshore Newfoundland. BP et al. Thorvald P-24 and Mobil et al. Botwood G-89, located in the vicinity of the Hibernia oil discovery, were both abandoned without testing.
- For the first time in 10 years, geophysical surveys were conducted in the Gulf of St. Lawrence off the west coast of Newfoundland. Four companies conducted seismic surveys in the area: Mobil Oil Canada Properties Ltd., BHP Petroleum (Canada) Ltd., Hunt Oil Company and Western Geophysical Canada Ltd.

- During the year, LASMO and NSR(V)L were very active in preparing the Cohasset and Panuke fields for production in 1992. The companies spudded five development wells; at year-end one well was drilled to total depth. The jack-up drilling unit, *Rowan Gorilla III*, was retrofitted with production equipment. In August, production platform decks were loaded unto a large, semi-submersible crane vessel, McDermott Derrick Barge 101, and transported to the development site. Steel jackets, well head decks, power cables, subsea flowlines connecting the two fields and a CALM buoy were installed at the production site.
- In April, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board issued two production licences for the Cohasset and Panuke oil fields.
- Offshore Nova Scotia, two exploratory wells were drilled in 1991. LASMO drilled LASMO NSR(V)L Balmoral M-32, immediately northeast of Cohasset and tested oil at rates of up to 902 m³/d. LASMO and Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd. (NSR(V)L) are evaluating the possibility of incorporating this discovery in the Cohasset and Panuke development project. The LASMO NSR(V)L Lawrence D-14 well, also located northeast of Cohasset, was abandoned without testing.
- In April, the Government of Canada announced the dismantling of the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA). The staff and responsibilities of COGLA were reassigned to two federal government departments and one agency: Energy, Mines and Resources, Indian Affairs and Northern Development and the National Energy Board.

- In the North, Paramount Resources Ltd. evaluated their significant gas discoveries in the Cameron Hills area. Paramount reentered three wells, Cameron A-68, J-37 and N-28 for further testing and drilled four new delineation wells, Cameron M-73, C-19, and Swede G-21, and A-52.
- For the first time since drilling began in the Beaufort Sea in 1973, no offshore wells were spudded. In addition, no exploratory wells were drilled in the Mackenzie Delta area. However, Esso Resources Canada Ltd. completed a delineation well on their Inuvialuit concession. Esso PCI Home et al. Tuk E-20 was drilled near a previous oil discovery and was abandoned without testing.
- In December, the Minister of Indian Affairs and Northern Development, the Honourable Tom Siddon, awarded new oil and gas exploration rights for four parcels of lands in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area to three companies: Shell Canada Limited, Chevron Canada Resources Limited and Amoco Canada Petroleum Company Limited. The work expenditure bids received for the parcels totalled \$56.5 million.

FRONTIER LANDS

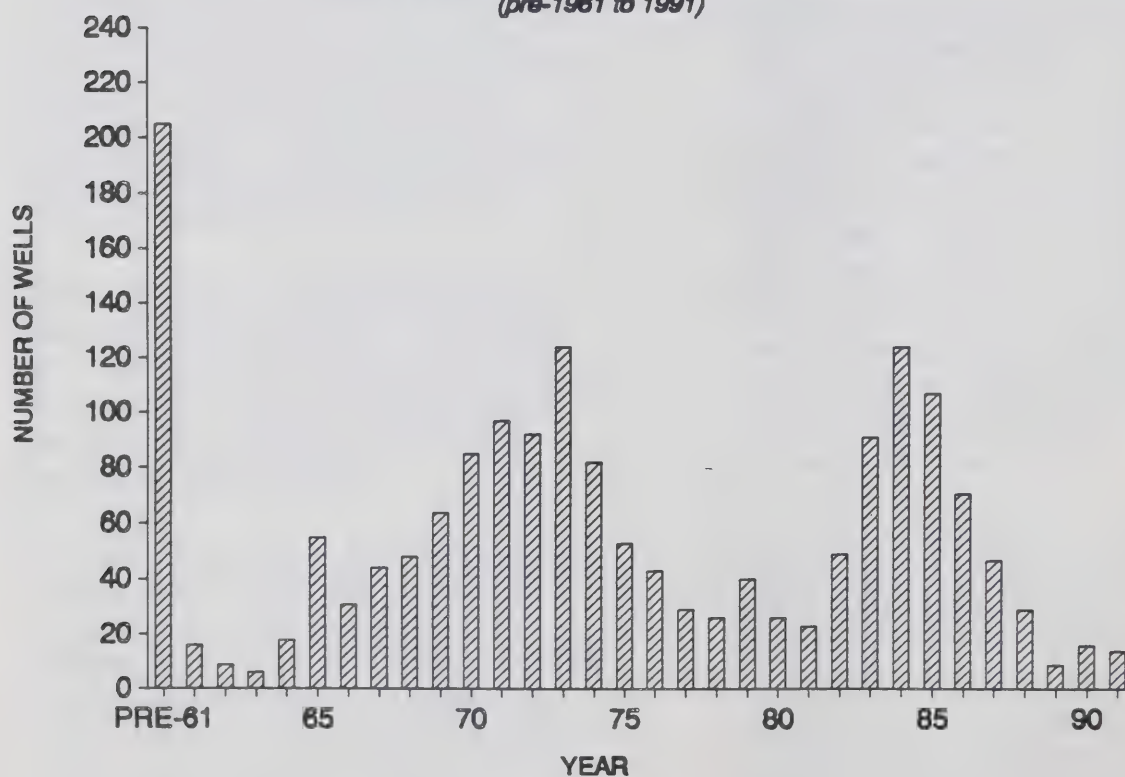
Statistical Summary, 1991

ACTIVITY STATUS ON FRONTIER LANDS

	1987	1988	1989	1990	1991
Licences (ELs/SDLs/PLs)* Concluded	42	105	15	70	34
Wells Spudded Metres Drilled	48 67234	25 54391	12 27014	13 18903	16 35069
Wells Terminated Significant Discoveries	50 1	27 2	10 4	15 6	14 1
Geophysical Programs Run Reflection Seismic km	7 2756	27 16568	21 21587	19 23684	19 17015
* Includes Exploration Licences (ELs), Significant Discovery Licences (SDLs) and Production Licences (PLs).					

WELLS DRILLED ON FRONTIER LANDS

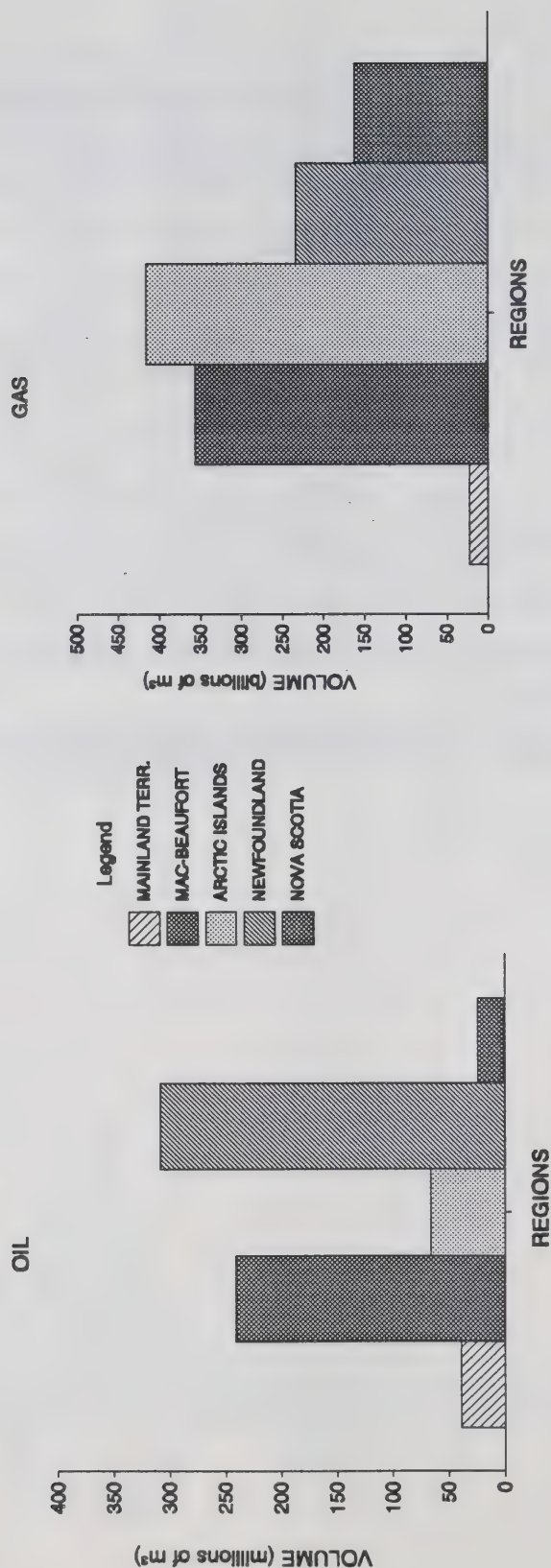
(pre-1961 to 1991)



FRONTIER LANDS RESOURCE INVENTORY

	OIL*		GAS	
	Discovered (millions of m ³)	Potential**	Discovered (billions of m ³)	Potential**
West Coast	-	50	-	270
Mainland Territories	39	95	23	312
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	241	1112	357	1918
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	873	416	3156
Hudson Bay	-	127	-	88
Newfoundland Offshore	308	894	233	1649
Scotian Shelf/Slope	24	171	162	512
Total	678	3322	1191	7905
<i>* Includes condensate.</i> <i>** Includes discovered and potential undiscovered resources.</i>				

DISCOVERED RESOURCES ON FRONTIER LANDS

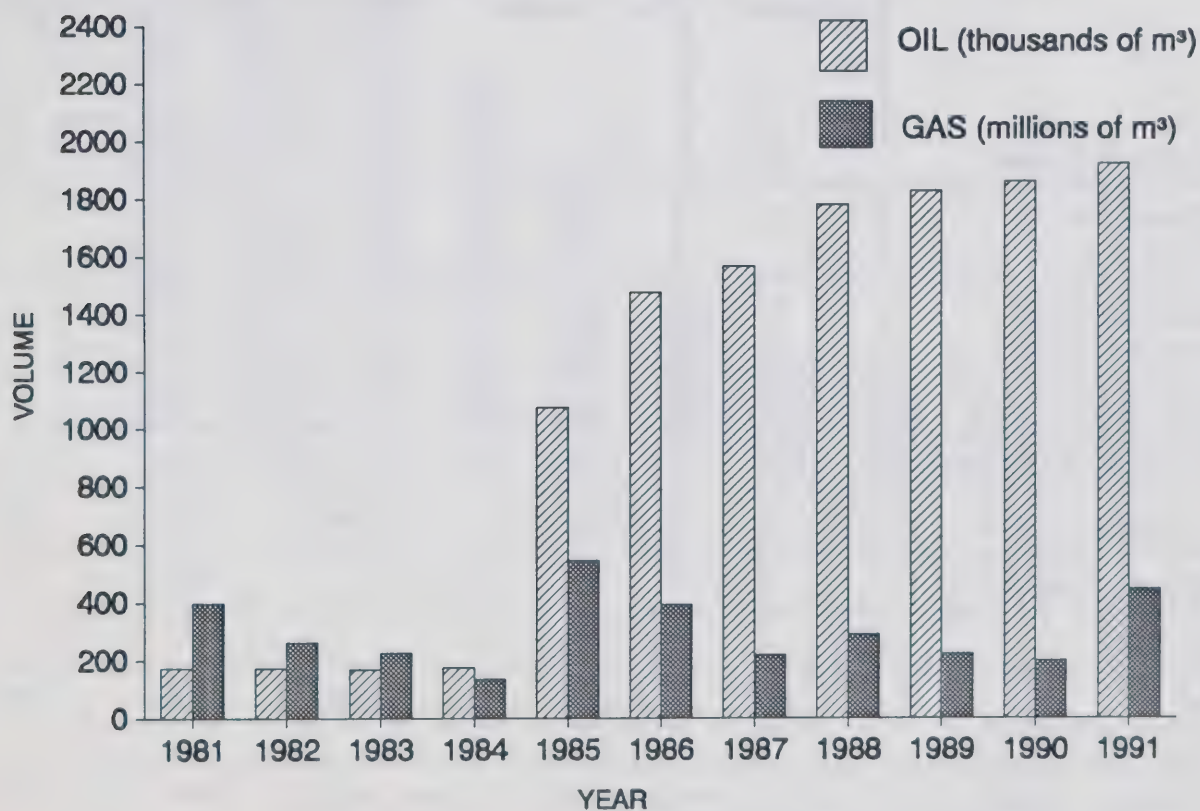


EMR / FLMB

OIL AND GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS

	1987	1988	1989	1990	1991
Oil Production (thousands of m³)					
Norman Wells	1531	1728	1789	1841	1894
Bent Horn	34.5	54.9	43.4	24	32.5
Panuke	3.7	-	-	-	-
Gas Production (millions of m³)					
Pointed Mountain	163	154	96	76	90
Norman Wells	163	138	129	126	130
Kotaneelee	-	-	-	-	227

OIL AND GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS



FRONTIER LANDS HOLDINGS AT YEAR-END

	1987	1988	1989	1990	1991
Number of Licences Active (ELs/SDLs/PLs)	112	153	149	221	245
Lands Issued (millions of ha)	7.3	2.31	0.56	0.35	2.1
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	15.1	16.5	2.37	1.42	1.44
Lands Active (millions of ha)	20.6	7.1	5.69	4.6	5.27

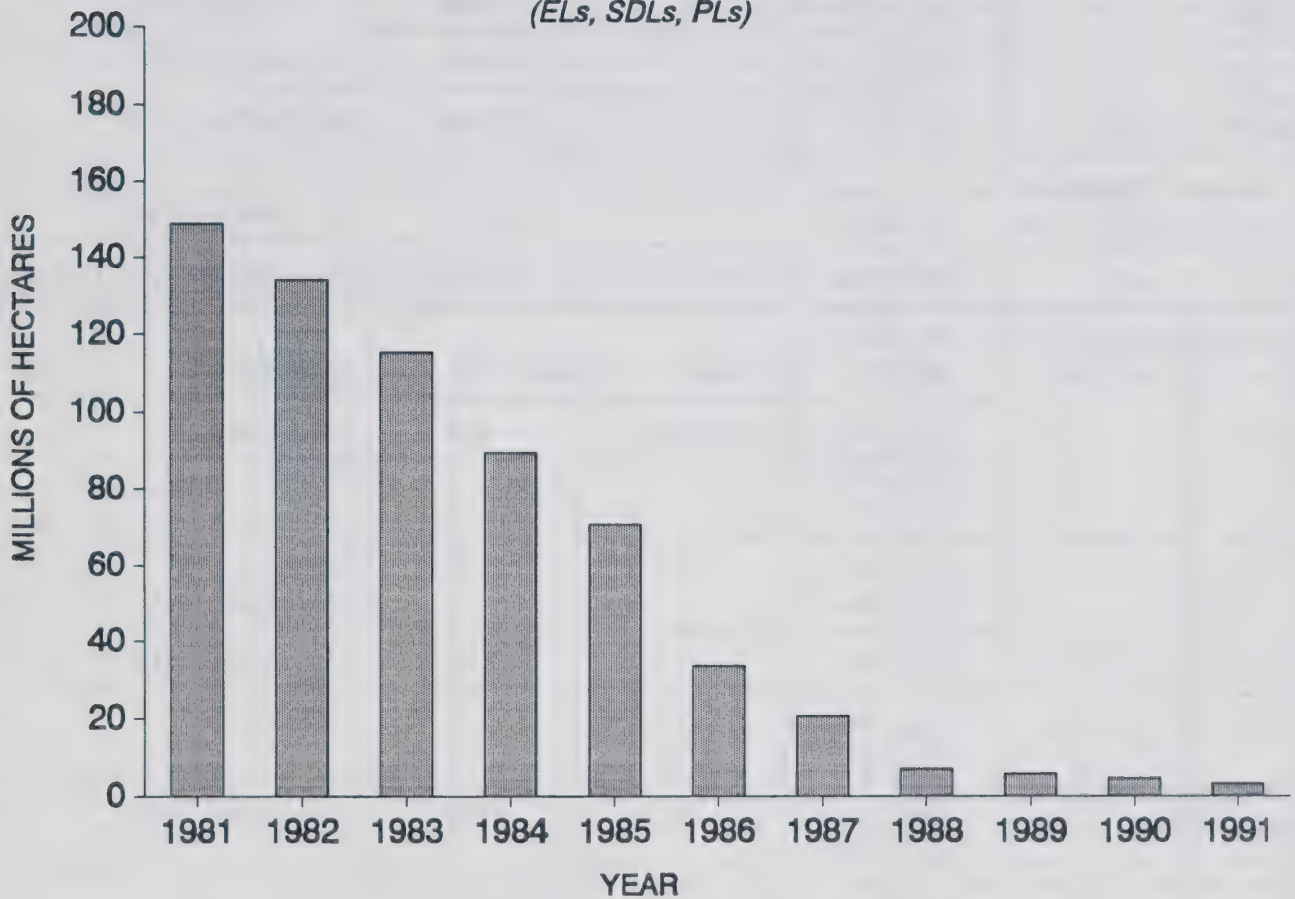
LAND STATUS AT YEAR-END

	Active Licences*	Lands Relinquished or Surrendered	Lands Issued	Lands Active	Pending Lands**
		(millions of ha)			
Mainland Territories	51	0.5	0.04	0.2	1.1
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	73	0.8	0.3	1.2	-
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	23	-	-	1.3	2.5
Hudson Bay	-	-	-	-	1.4
Newfoundland Offshore	59	0.096	1.75	2.3	2.23
Nova Scotia Offshore	38	0.04	0.006	0.25	3.36
Gulf of St. Lawrence	1	-	-	0.015	-
West Coast	-	-	-	-	8.7
Total	245	1.436	2.096	5.265	19.29

* Includes exploration licences, significant discovery licences and production licences.

** 'Pending' includes areas where exploration activity has been suspended: West Coast, Baffin Bay, Georges Bank, St. Pierre and Miquelon.

LANDS ACTIVE ON FRONTIER LANDS (ELs, SDLs, PLs)



LICENCES CONCLUDED IN 1991

Operating Company	Licence	Number of Licences*	Area (thousands of ha)	Location	Term (years)
472310 Alberta Ltd.	EL 1008	1	178.46	W. Newfoundland	9
Hunt Oil	EL 1009	1	249.23	W. Newfoundland	9
Hunt Oil	EL 1010	1	271.94	W. Newfoundland	9
Mobil	EL 1011	1	223.62	W. Newfoundland	9
Mobil	EL 1012	1	258.78	W. Newfoundland	9
BHP Petroleum	EL 1013	1	258.88	W. Newfoundland	9
Labrador Mining & Exploration Co. Ltd.	EL 1014	1	216.11	W. Newfoundland	9
Petro-Canada	EL 1015	1	92.67	Grand Banks	7
LASMO/NSR(V)L	PL 2901/ PL 2902	2	6.3	Sable Island	25
Shell	SDL 90/ SDL 98/ SDL 100	3	8.0	Mackenzie Valley	-
Esso	SDL 91- SDL 95	5	25.5	Beaufort Sea/ Mackenzie Delta	-
Canadian Northcor	SDL 99	1	2.8	Mackenzie Delta	-
Gulf	SDL 96/ SDL 97	2	1.4	Beaufort Sea	-
Paramount	SDL 101- SDL 109	9	28.2	Mackenzie Valley	-
Chevron	EL 358	1	140.0	Beaufort Sea	9
Shell	EL 359- EL 361	3	110.7	Mackenzie Delta	8

TOTAL 1991 PETROLEUM-RELATED EMPLOYMENT ON FRONTIER LANDS

	Person Months of Work*	Canadian	Per Cent Canadian
Mainland Territories	1844	1844	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	89	89	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	39	39	100
Newfoundland Offshore	23481	19724	84
Nova Scotia Offshore	9432	8182	87
Total	34885	29878	86
<i>* Represents approximate number of person months of work created.</i>			

TOTAL 1991 PETROLEUM EXPENDITURES ON FRONTIER LANDS

	Exploration	Development*	Production**	Total	Canadian	Per Cent Canadian
	(millions of \$)					
Mainland Territories	17.4	10.7	54	82.1	82.1	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	3.5	-	-	3.5	3.5	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	-	-	4.1	4.1	4.1	100
Newfoundland Offshore	55.4	353.0	-	408.4	326.7	80
Nova Scotia Offshore	28.0	187.6	-	215.6	112.7	52.3
Total	104.3	551.3	58.1	713.7	529.1	74.4
<i>* Includes all expenditures undertaken to develop an oil/gas field up to the time of production.</i>						
<i>** Includes expenditures made after start-up of production.</i>						

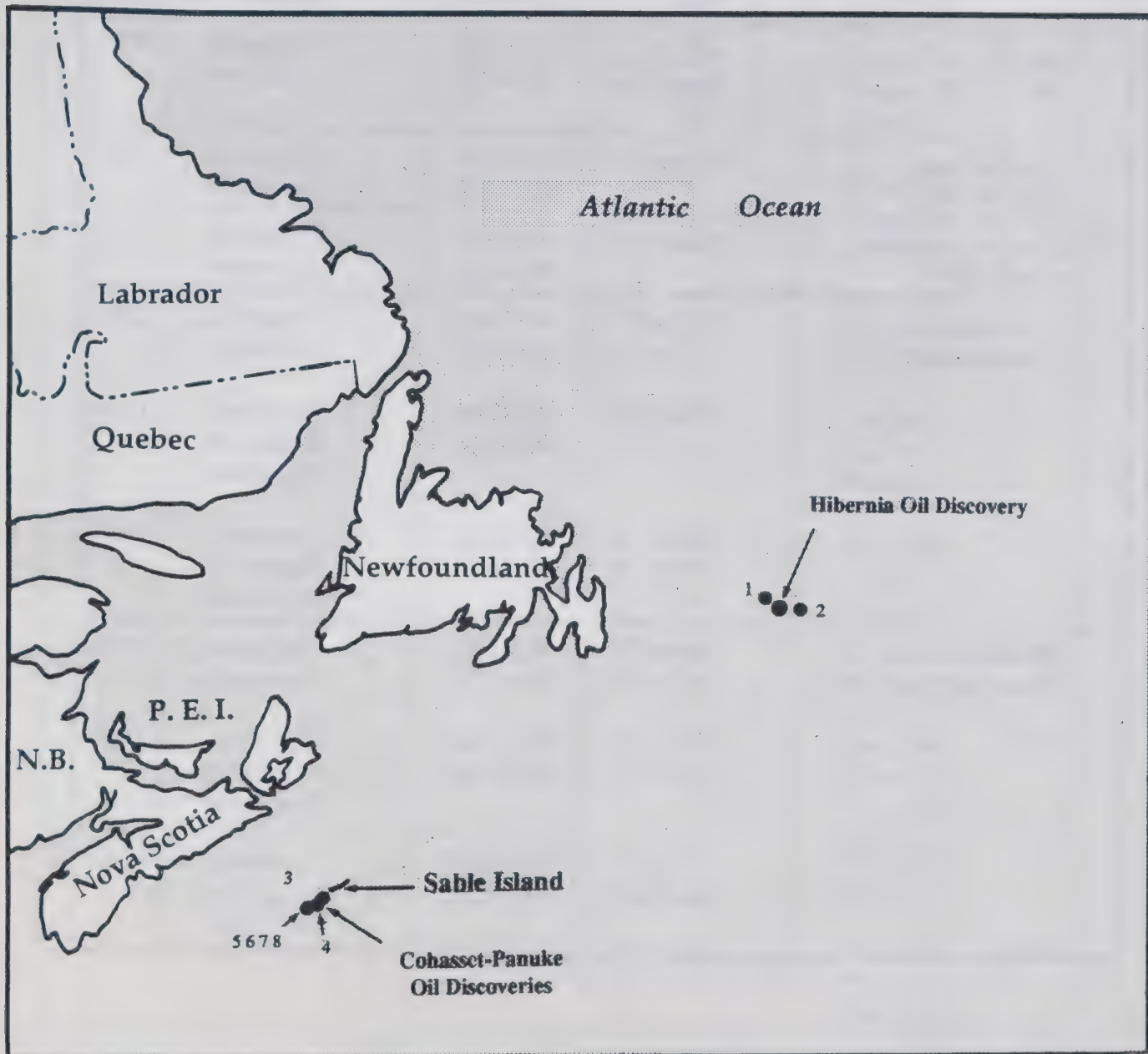
EAST COAST OFFSHORE

Statistical Summary, 1991

Map N ^o	Name of Well	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
1.	BP et al. Thorvald P-24*	<i>Treasure Searcher</i>	91-06-24 91-09-04	Plugged & Abandoned	3810
2.	Mobil et al. Botwood G-89*	<i>Treasure Searcher</i>	91-09-06 91-10-11	Plugged & Abandoned	3028
3.	LASMO NSR(V)L Lawrence D-14*	<i>Rowan Gorilla III</i>	91-01-14 91-02-24	Plugged & Abandoned	2850
4.	LASMO NSR(V)L Balmoral M-32*	<i>Rowan Gorilla III</i>	91-02-26 91-04-09	Plugged & Abandoned, Oil Discovery	2525
5.	LASMO NSR(V)L Panuke PP1**	<i>Rowan Gorilla III</i>	91-07-02 91-07-23	Plugged & Suspended, Oil	3024
6.	LASMO NSR(V)L Panuke PP2**	<i>Rowan Gorilla III</i>	91-07-18 91-07-23 91-12-15	Plugged & Suspended, Reentered, Drilling	955 2412
7.	LASMO NSR(V)L Panuke PP3**	<i>Rowan Gorilla III</i>	91-07-02 91-07-09	Plugged & Suspended	1020
8.	LASMO NSR(V)L Panuke PI1**	<i>Rowan Gorilla III</i>	91-07-10 91-07-17	Plugged & Suspended	1075
<p>* Denotes exploratory wells. ** Denotes development wells.</p>					

EAST COAST OFFSHORE

Active Wells. 1991



EMR/FLMB

MAINLAND TERRITORIES

Statistical Summary, 1991

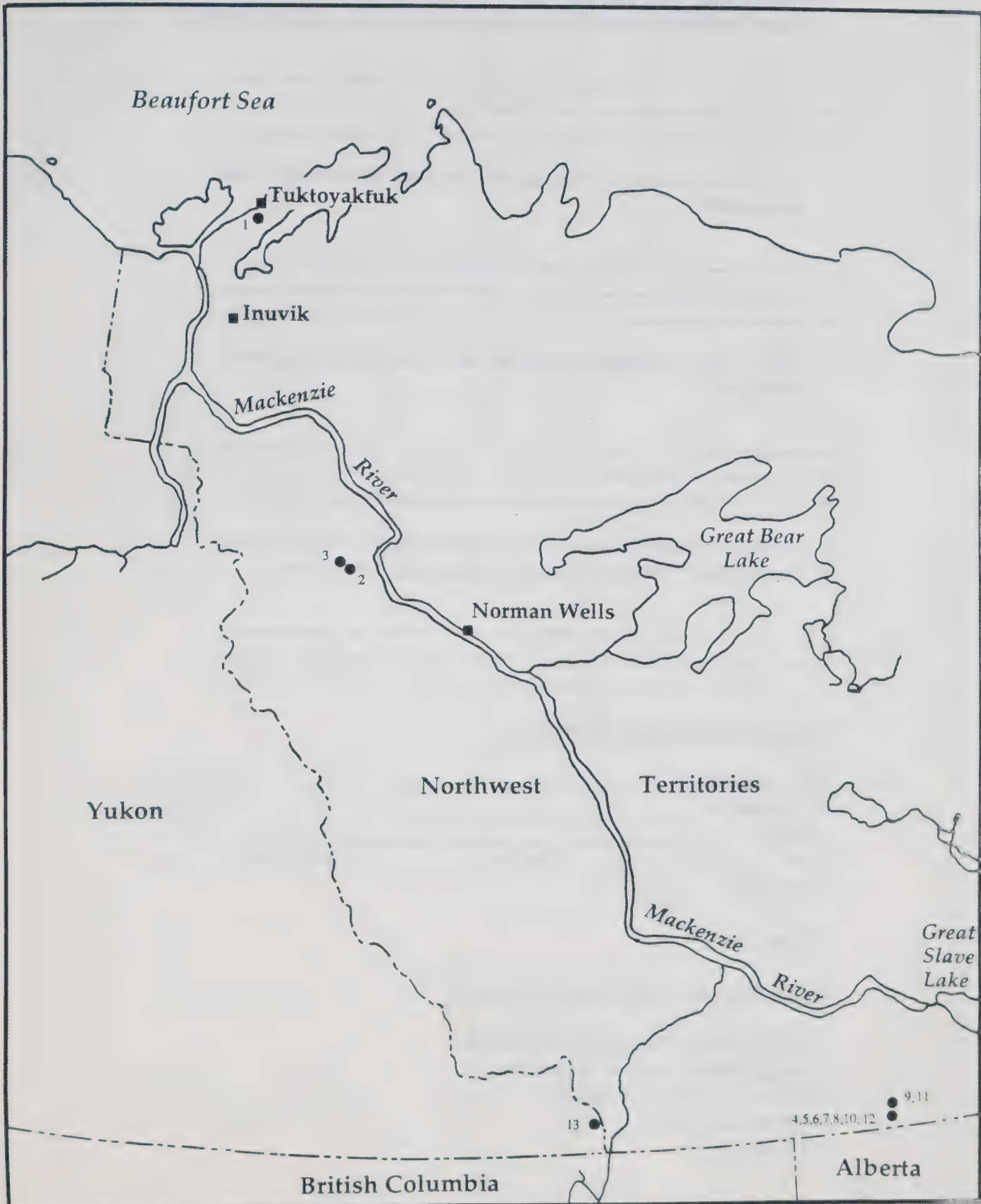
Map N ^o	Name of Well	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
1.	Esso PCI et al. Tuk E-20**	ATCO/ Equatak 47E	91-01-25 91-04-08	Plugged & Abandoned	3173
2.	Chevron Sperry Creek N-58*	Shehtah 1	91-01-04 91-02-12	Plugged & Abandoned	2160
3.	Chevron Ramparts River F-46*	Shehtah 1	91-02-24 91-03-18	Plugged & Abandoned	1510
4.	Paramount et al. Cameron C-50*	Cactus 21	86-03-08 86-03-26	Plugged & Suspended	1569
		Flint 771	90-02-08 90-02-16	Reentered, Plugged & Suspended	1569
		Flint 771	91-02-07 91-02-18	Reentered, Plugged & Suspended	1569
5.	Paramount et al. Cameron B-08*	Sierra 2	89-01-19 89-02-09	Plugged & Suspended	1560
		Roll'n Rig 31	89-02-23 89-03-09	Reentered, Plugged & Suspended	1560
		Northland 2	91-01-23 91-03-18	Reentered, Plugged & Suspended	1560

Map N°.	Name of Well	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
6.	Paramount et al. Cameron J-37*	<i>Sierra 2</i>	90-02-14 91-03-10	Plugged & Suspended	1576
		<i>Flint 771</i>	90-03-16 90-03-27	Reentered, Plugged & Suspended	1576
		<i>Flint 718</i>	91-02-07 01-03-28	Reentered, Plugged & Suspended	1576
7.	Paramount et al. Cameron N-28*	<i>Sierra 5</i>	90-02-26 90-03-19	Plugged & Suspended	1592
		<i>Flint 706</i>	90-03-26 90-03-28	Reentered, Plugged & Suspended	1592
		<i>Flint 771</i>	91-03-02 91-03-09	Reentered, Plugged & Suspended	1592
8.	Paramount et al. Cameron B-25**	<i>Sierra 2</i>	90-03-20 90-03-23	Plugged & Suspended	394
		<i>Sierra 3</i>	91-01-27 91-02-10	Reentered, Plugged & Suspended	1649
9.	Paramount et al. Swede G-21**	<i>Command 2</i>	91-01-20 91-02-10	Plugged & Suspended	1652
		<i>Flint 718</i>	91-02-17 91-03-02	Reentered, Plugged & Suspended	1652
10.	Paramount et al. Cameron M-73**	<i>Sierra 2</i>	91-01-28 91-02-21	Plugged & Suspended	1657
		<i>Sierra 2</i>	91-03-07 91-03-28	Reentered, Plugged & Suspended	1657

Map Nº	Name of Well	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
11.	Paramount et al. Swede A-52**	<i>Command 2</i>	91-02-10 91-02-28	Plugged & Abandoned	1610
12.	Paramount et al. Cameron C-19**	<i>Sierra 3</i>	90-02-11 90-03-05	Plugged & Suspended	1673
13.	Columbia et al. Kotaneelee YT I-48A***	<i>Kenting High Tower 7</i>	91-05-19 91-07-18	Producing Gas Well	3915
<p>* Denotes exploratory wells. ** Denotes delineation wells. *** Denotes development wells.</p>					

MAINLAND TERRITORIES

Active Wells, 1991



EMR/FLMB

CLIENT QUESTIONNAIRE

1. Which statistical information did you find most useful?
Please indicate name of table(s) or graph(s) and page number(s)

2. For what purpose did you use the statistics provided in this document?

3. What other statistics would you like to see included in the overview?

4. Please provide any other comments which you may have on the Frontier Lands Oil and Gas Statistical Overview.

Change of Address Notification

Name and Title: _____

Organization: _____

Address: _____

City: _____ Province: _____ Postal Code: _____

Telephone: _____

Thank you.

Please send completed questionnaire to:

Frontier Lands Management Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street, 19th Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

QUESTIONNAIRE

1. Quelles statistiques avez-vous jugées les plus utiles?
Prière de préciser le titre et la page des tableaux ou graphiques.

2. À quelles fins avez-vous utilisé les statistiques contenues dans le présent document?

3. Quelles autres statistiques aimeriez-vous voir ajoutées au sommaire?

4. Autres commentaires sur le Sommaire statistique des activités pétrolières et gazières menées dans les régions pionnières:

Avis de changement d'adresse

- Nom et titre: _____
Organisation: _____
Adresse: _____
Ville: _____ Province: _____ Code postal: _____
N° de téléphone: _____

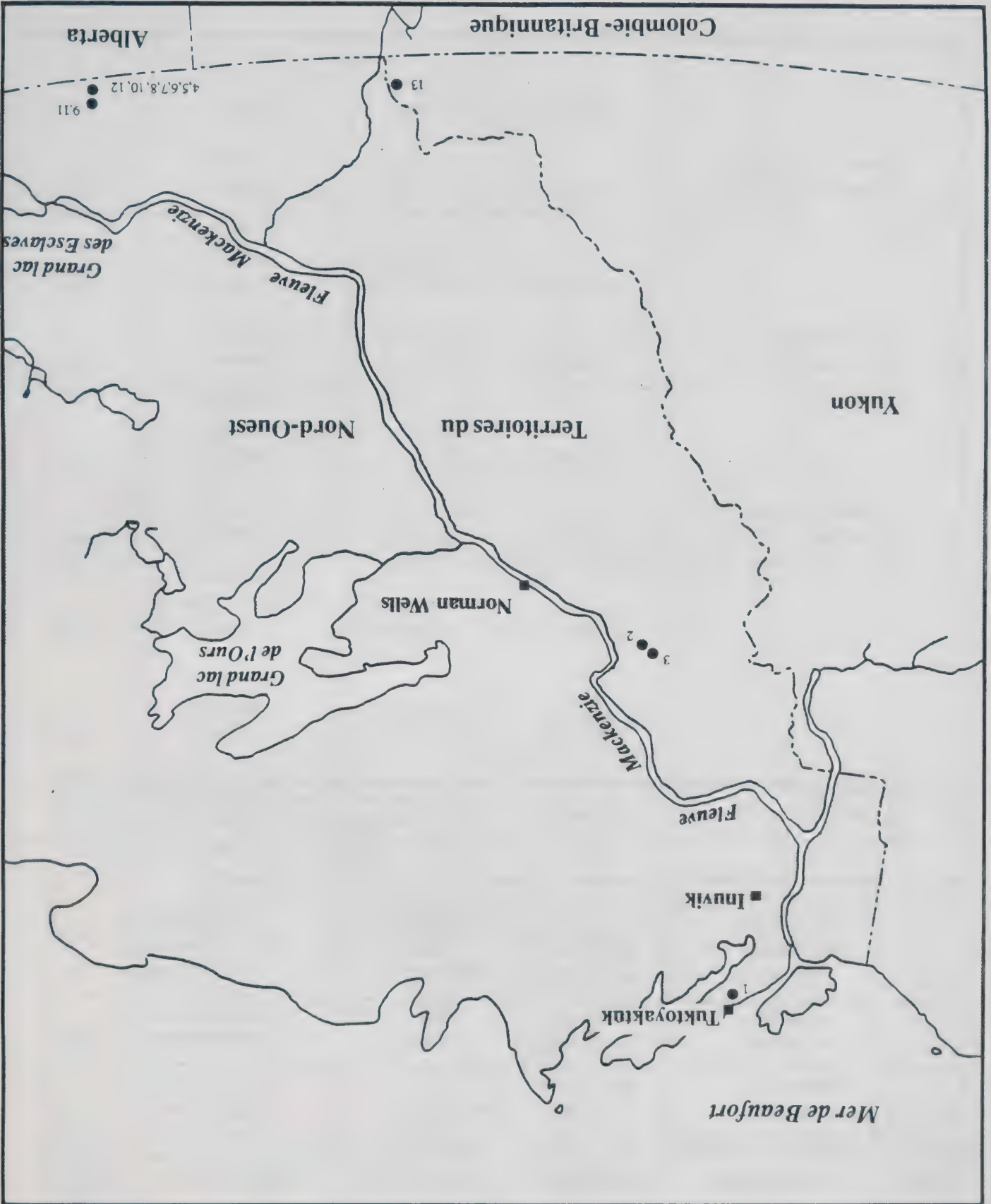
Merci.

Prière de retourner le questionnaire dûment rempli à l'adresse suivante:

Direction de la gestion des régions pionnières
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth, 19^e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

PARTIE CONTINENTALE DES TERRITOIRES

Puits actifs, 1991



N°	Nom du puits	Installation	Début ou reprise et fin des travaux	Etat ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
11.	Paramount et al. Swede A-52**	Command 2	91-02-10 91-02-28	Bouché et abandonné	1610
12.	Paramount et al. Cameron C-19**	Sierra 3	90-02-11 90-03-05	Bouché et suspendu	1673
13.	Columbia et al. Kotanelee YT I-48A***	Kenning High Tower 7	91-05-19 91-07-18	Puits de production de gaz	3915
* Indique les puits de prospection. ** Indique les puits de délimitation. *** Indique les puits de mise en valeur.					

N° sur la carte	Nom du puits	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
6.	Paramount et al. Cameron J-37*	Sierra 2	90-02-14 91-03-10 90-03-16 90-03-27 91-02-07 01-03-28	Bouché et suspendu Reprise, suspendu suspendu suspendu Reprise, suspendu suspendu	1576 1576 1576
7.	Paramount et al. Cameron N-28*	Sierra 5 Flint 706 Flint 771	90-02-26 90-03-19 90-03-26 90-03-28 91-03-02 91-03-09	Bouché et suspendu Reprise, suspendu suspendu suspendu Reprise, suspendu suspendu	1592 1592 1592
8.	Paramount et al. Cameron B-25**	Sierra 2 Sierra 3	90-03-20 90-03-23 91-01-27 91-02-10	Bouché et suspendu Reprise, suspendu suspendu suspendu	394 1649
9.	Paramount et al. Suede G-21**	Command 2 Flint 718	91-01-20 91-02-10 91-02-17 91-03-02	Bouché et suspendu Reprise, suspendu suspendu suspendu	1652 1652
10.	Paramount et al. Cameron M-73**	Sierra 2 Sierra 2	91-01-28 91-02-21 91-03-07 91-03-28	Bouché et suspendu Reprise, suspendu suspendu suspendu	1657 1657

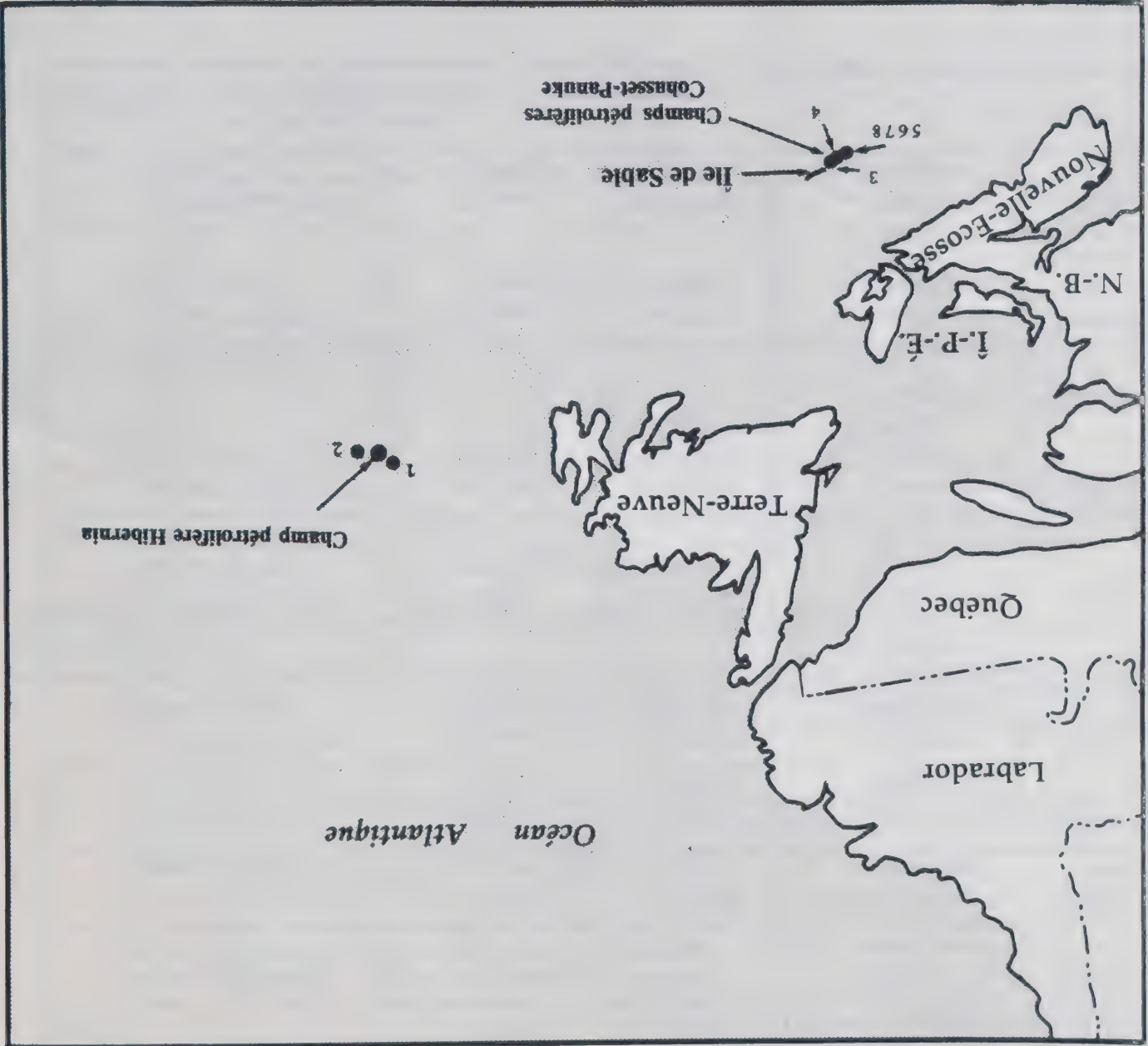
PARTIE CONTINENTALE DES TERRITOIRES

Résumé statistique, 1991

N° sur la carte	Nom du puits	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	Etat ou résultat des travaux (en mètres)	Profondeur totale
1.	Esso PCI et al. Tuk E-20**	ATCO/ Equak 47E	91-01-25 91-04-08	Bouché et abandonné	3173
2.	Chevron Sperry Creek N-58*	Shehah 1	91-01-04 91-02-12	Bouché et abandonné	2160
3.	Chevron Ramparts River F-46*	Shehah 1	91-02-24 91-03-18	Bouché et abandonné	1510
4.	Paramount et al. Cameron C-50*	Cactus 21	86-03-08 86-03-26 90-02-08 90-02-16 91-02-07 91-02-18	Bouché et suspendu Reprise, bouché et suspendu Reprise, bouché et suspendu	1569 1569 1569
5.	Paramount et al. Cameron B-08*	Sierra 2 Roll'n Rig 31 Northland 2	89-01-19 89-02-09 89-02-23 89-03-09 91-01-23 91-03-18	Bouché et suspendu Reprise, bouché et suspendu Reprise, bouché et suspendu	1560 1560 1560

ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DU CANADA

Puits actifs, 1991



EMR/DGRP

ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DU CANADA

Résumé statistique, 1991

N ^o sur la carte	Nom du puits	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux (en mètres)	Profondeur totale
1.	BP et al. Thorvald P-24*	Treasure Searcher	91-06-24 91-09-04	Bouché et abandonné	3810
2.	Mobil et al. Botwood G-89*	Treasure Searcher	91-09-06 91-10-11	Bouché et abandonné	3028
3.	LASMO NSR(V)L Lawrence D-14*	Rowan Gorilla III	91-01-14 91-02-24	Bouché et abandonné	2850
4.	LASMO NSR(V)L Balmoral M-32*	Rowan Gorilla III	91-02-26 91-04-09	Bouché et abandonné, découverte de pétrole	2525
5.	LASMO NSR(V)L Panuke PP1**	Rowan Gorilla III	91-07-02 91-07-23	Bouché et suspendu, pétrole	3024
6.	LASMO NSR(V)L Panuke PP2**	Rowan Gorilla III	91-07-18 91-07-23 91-12-15	Bouché et suspendu, reprise, forage en cours	955 2412
7.	LASMO NSR(V)L Panuke PP3**	Rowan Gorilla III	91-07-02 91-07-09	Bouché et suspendu	1020
8.	LASMO NSR(V)L Panuke PP1**	Rowan Gorilla III	91-07-10 91-07-17	Bouché et suspendu	1075

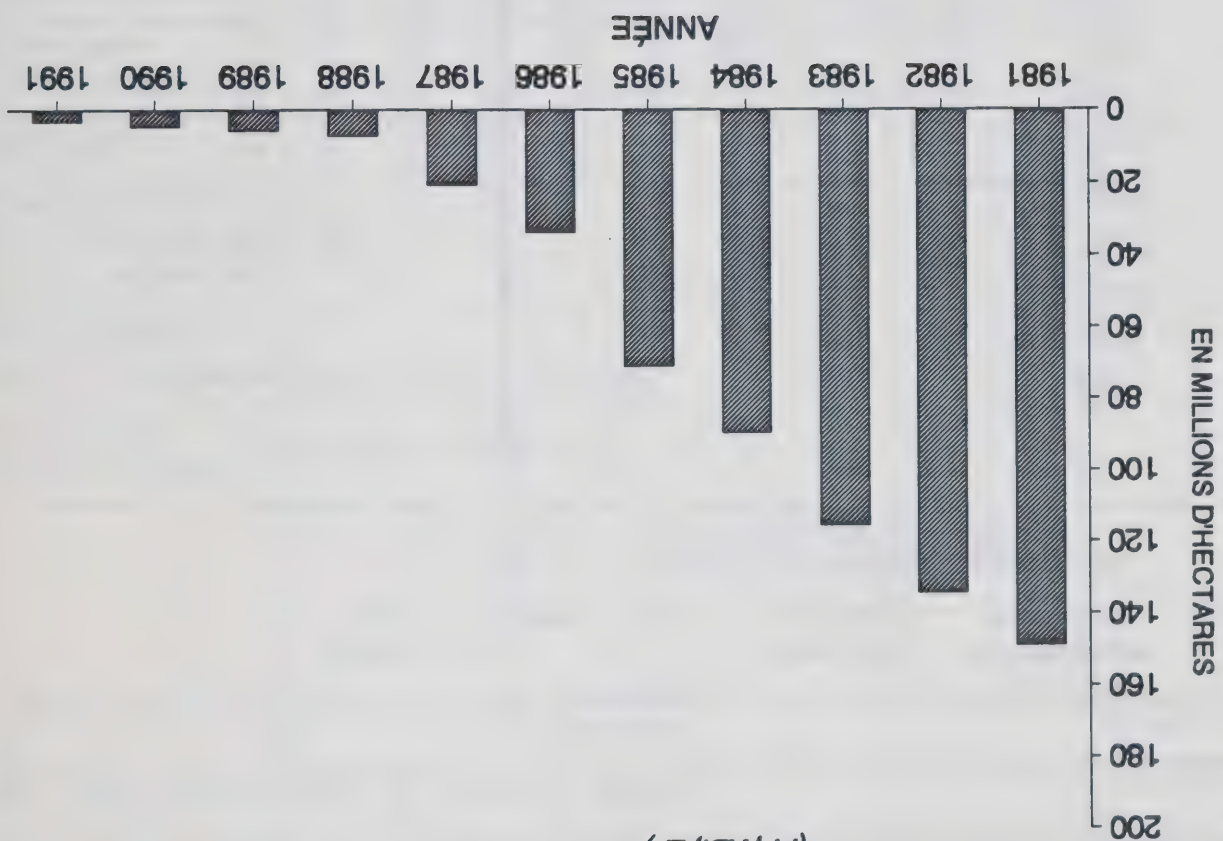
* Indique les puits de prospection.
** Indique les puits de mise en valeur.

[illegible]

* Représente le nombre approximatif de mois-personnes créés.			
			Total
	34885	29878	86
	9432	8182	87
	23481	19724	84
			Zone extracôtière de Terre-Neuve
			Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse
			Iles de l'Arctique et zone extracôtière
	39	39	de l'est de l'Arctique
	89	89	Delta du Mackenzie et mer de Beaufort
	1844	1844	Partie continentale des Territoires
	Mois-personnes de travail	Canadiens	Pourcentage de Canadiens

Exploitant	Permis	Nombre de Permis*	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
472310 Alberta Ltd.	PP 1008	1	178,46	Terre-Neuve ouest	9
Hunt Oil	PP 1009	1	249,23	Terre-Neuve ouest	9
Hunt Oil	PP 1010	1	271,94	Terre-Neuve ouest	9
Mobil	PP 1011	1	223,62	Terre-Neuve ouest	9
Mobil	PP 1012	1	258,78	Terre-Neuve ouest	9
BHP Petroleum	PP 1013	1	258,88	Terre-Neuve ouest	9
Labrador Mining & Exploration Co. Ltd.	PP 1014	1	216,11	Terre-Neuve ouest	9
Petro-Canada	PP 1015	1	92,67	Grands Bancs	7
LASMO/NSR(V)L	LP 2901/ LP 2902	2	6,3	Ile de sable	25
Shell	ADI 90/ ADI 98/ ADI 100	3	8,0	Vallée du Mackenzie	-
Esso	ADI 91- ADI 95	5	25,5	Mer de Beaufort/ Delta du Mackenzie	-
Canadian Northcor	ADI 99	1	2,8	Delta du Mackenzie	-
Gulf	ADI 96/ ADI 97	2	1,4	Mer de Beaufort	-
Paramount	ADI 101- ADI 109	9	28,2	Vallée du Mackenzie	-
Chevron	PP 358	1	140,0	Mer de Beaufort	9
Shell	PP 359- PP 361	3	110,7	Delta du Mackenzie	8

PARCELLES DÉTENUES PAR DES SOCIÉTÉS
DANS LES TERRES DOMANIALES
(PP, ADI, LP)



AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES À LA FIN DE L'ANNÉE

	1987	1988	1989	1990	1991
Nombre de permis en vigueur (PP, ADI, LP)	112	153	149	221	245
Parcelles attribuées (en millions d'hectares)	7,3	2,31	0,56	0,35	2,1
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	15,1	16,5	2,37	1,42	1,44
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	20,6	7,1	5,69	4,6	5,27

ÉTAT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE

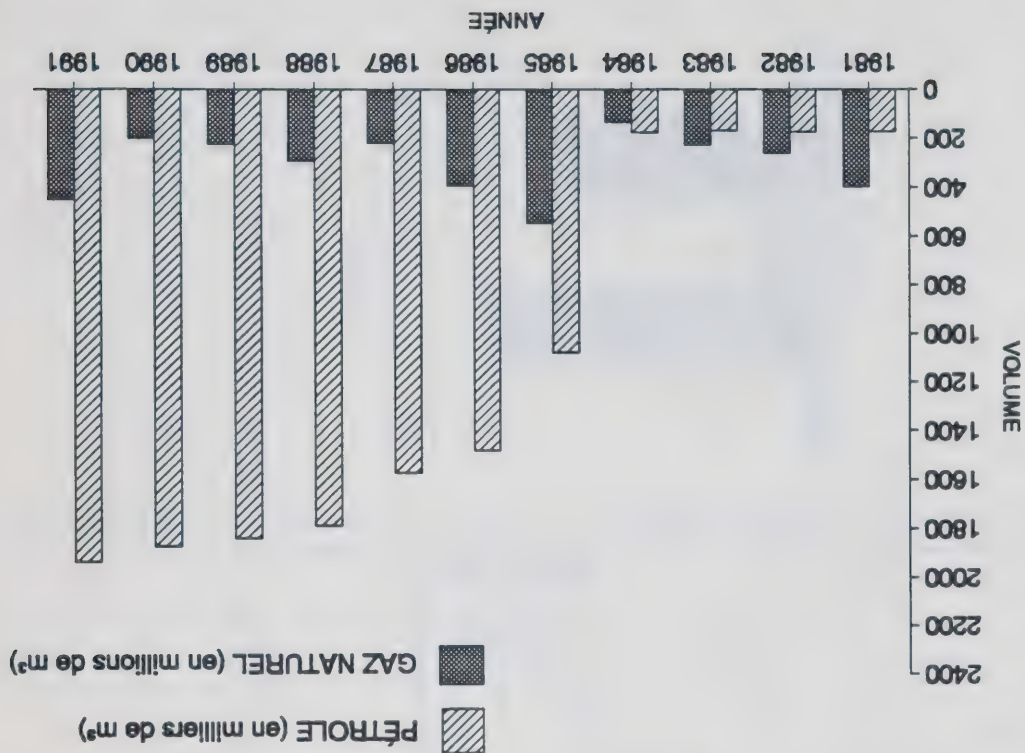
	Permis en vigueur*	Parcelles rétrocédées ou abandonnées	Parcelles attribuées	Parcelles détenues par les sociétés	Parcelles en attente** (en million d'hectares)
Partie continentale des Territoires	51	0,5	0,04	0,2	1,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	73	0,8	0,3	1,2	-
Iles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	-	-	1,3	2,5
Baie d'Hudson	-	-	-	-	1,4
Zone extracôtière de Terre-Neuve	59	0,096	1,75	2,3	2,23
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	38	0,04	0,006	0,25	3,36
Golfe du Saint-Laurent	1	-	-	0,015	-
Côte ouest	-	-	-	-	8,7
Total	245	1,436	2,096	5,265	19,29

* Y compris les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.
 ** «En attente» comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendus : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges et Saint-Pierre-et-Miquelon.

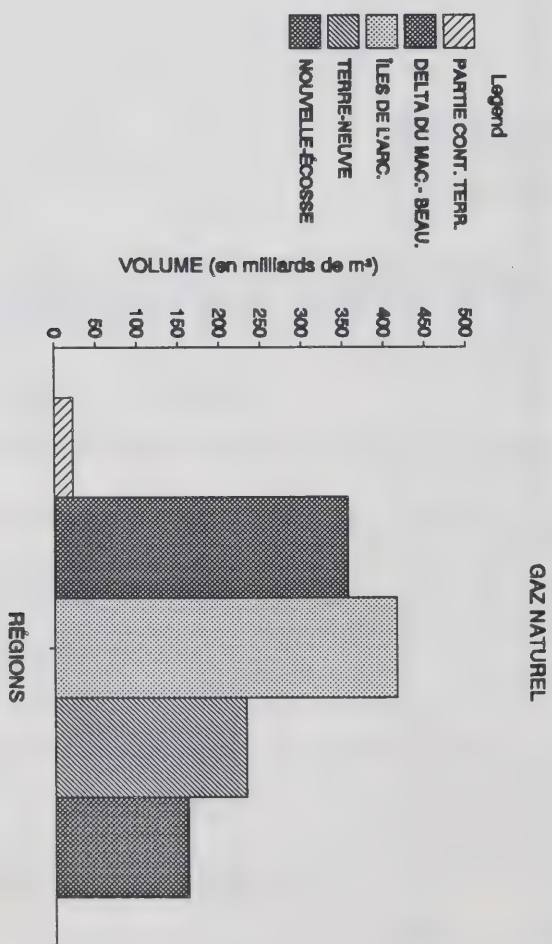
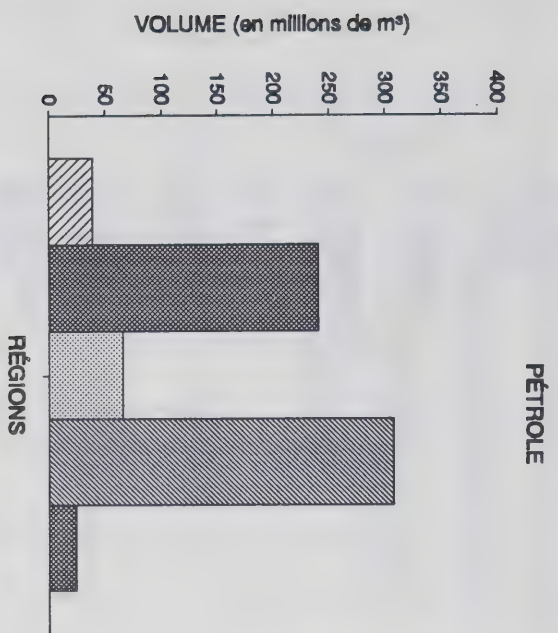
PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ
NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES

Production de pétrole (en milliers de m³)					
1987	1988	1989	1990	1991	
1531	1728	1789	1841	1894	Norman Wells
34,5	54,9	43,4	24	32,5	Bent Horn
3,7	-	-	-	-	Panuke
Production de gaz (en millions de m³)					
163	154	96	76	90	Pointed Mountain
163	138	129	126	130	Norman Wells
-	-	-	-	227	Kotanelee

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ
NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES



RÉSERVES DÉCOUVERTES DANS LES TERRES DOMANIALES



BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES

PÉTROLE* GAZ NATUREL

	PÉTROLE*		GAZ NATUREL	
	Découvertes**	Potentielles** (en millions de m ³)	Découvertes	Potentielles** (en milliards de m ³)
Côte ouest	-	50	-	270
Partie continentale des Territoires	39	95	23	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	241	1112	357	1918
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	66	873	416	3156
Baie d'Hudson	-	127	-	88
Zone extracôtière de Terre-Neuve	308	894	233	1649
Plate-forme Néo- Écossaise/Pente Scotian	24	171	162	512
Total	678	3322	1191	7905

* Y compris les condensats.
** Y compris les ressources découvertes et le potentiel des ressources non découvertes.

TERRES DOMANIALES

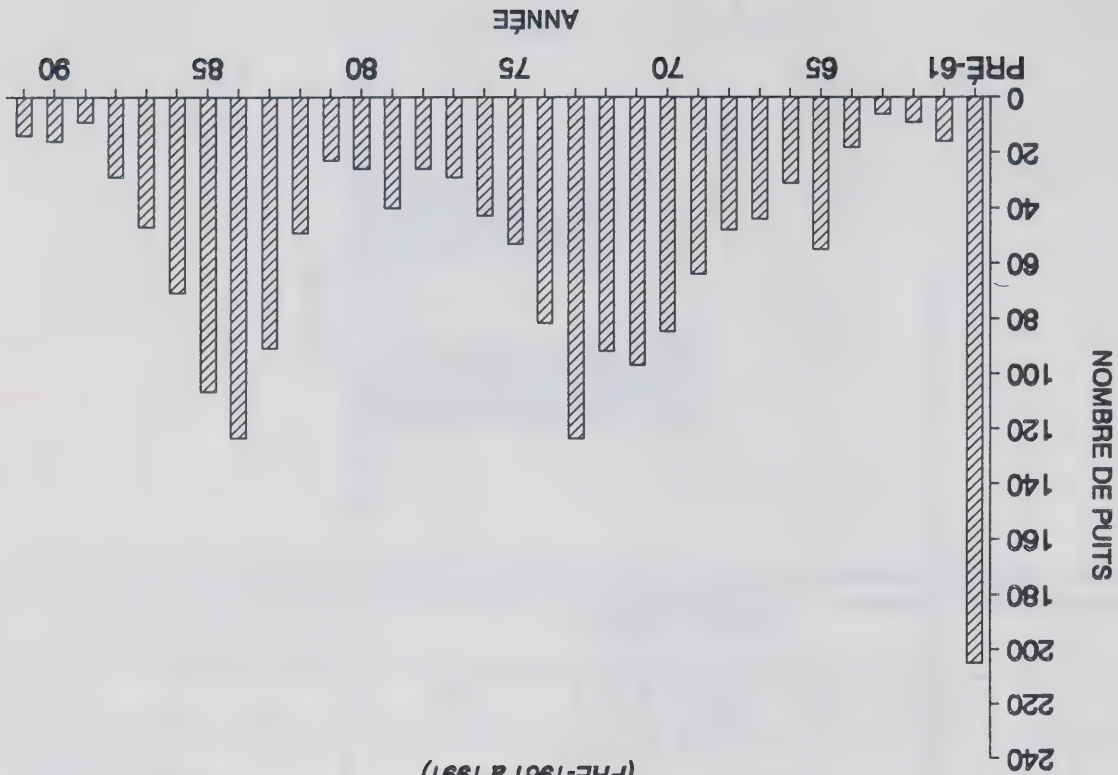
Résumé statistique, 1991

BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES

	1987	1988	1989	1990	1991
Permis (PP, ADI, LP) conclus*	42	105	15	70	34
Puits entamés	48	25	12	13	16
Mètres forés	67234	54391	27014	18903	35069
Puits achevés	50	27	10	15	14
Découvertes importantes	1	2	4	6	1
Travaux géophysiques exécutés	7	27	20	19	19
Levés de sismique-réflexion (km)	2756	16568	21587	23684	17015
* Y compris les permis de prospection (PP), les attestations de découverte importante (ADI), et les licences de production (LP).					

PUITS FORÉS SUR LES TERRES DOMANIALES

(PRÉ-1961 à 1991)

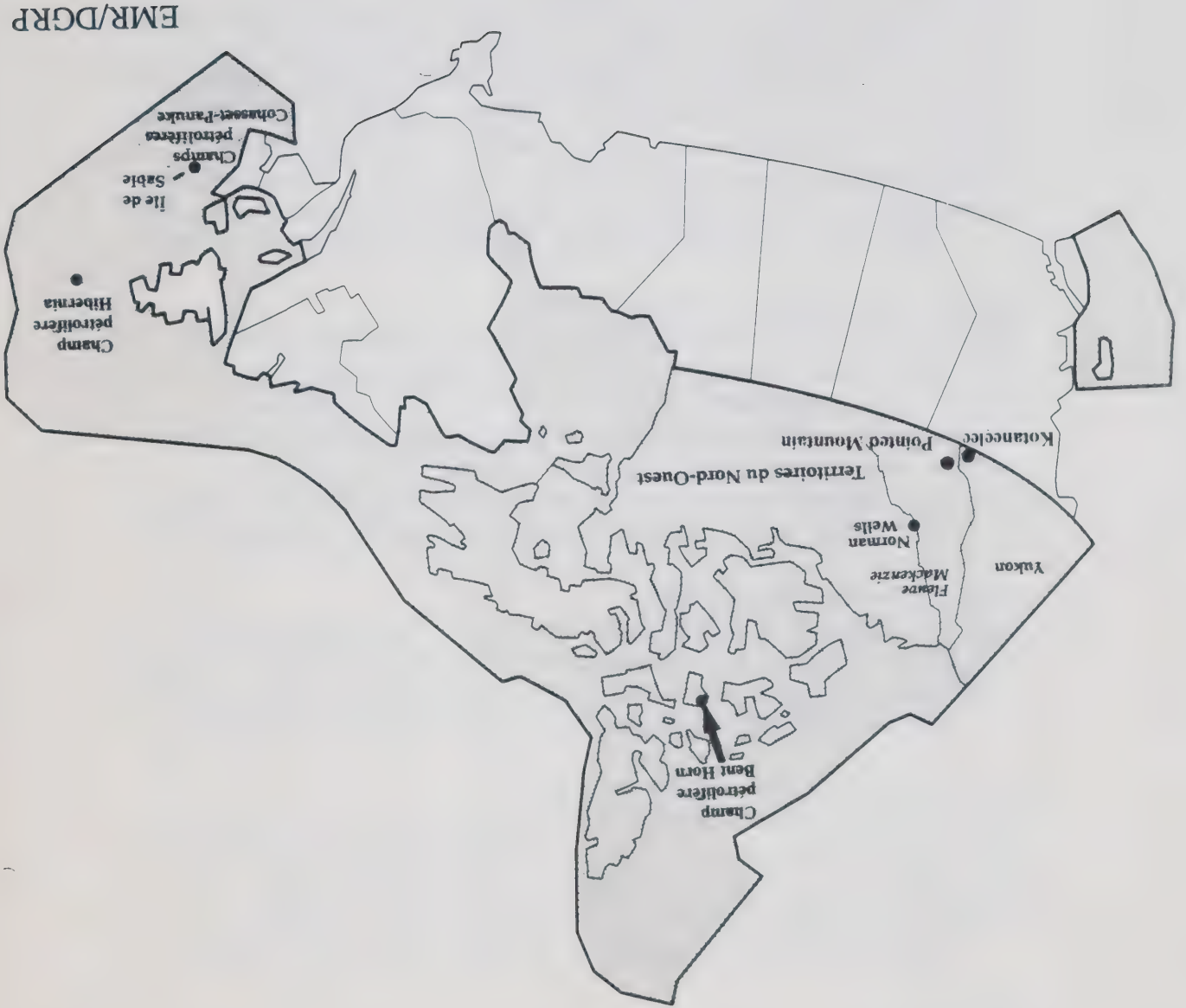


- En 1991, deux puits d'exploration ont été forés au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. LASMO a achevé le forage du puits LASMO NSR(V)L Balmoral M-32, juste au nord du champ Cohasset, et effectué des essais à des niveaux de production allant jusqu'à 903 m³ de pétrole par jour. LASMO et Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd. (NSR(V)L) évaluent la possibilité d'intégrer ce nouveau gisement au projet de mise en valeur des champs Cohasset et Panuke. Le puits LASMO NSR(V)L Lawrence D-14, également situé au nord-est du champ Cohasset, a été abandonné sans faire l'objet d'essais.
- En avril, le gouvernement du Canada a annoncé le démantèlement de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). L'effectif et les responsabilités de l'APGTC ont été transférés à deux ministères et à un organisme du gouvernement fédéral, soit le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que l'Office national de l'énergie.
- Dans le Nord, Paramount Resources Ltd. a évalué ses découvertes importantes de gaz dans la région de Cameron Hills. Paramount a soumis trois puits à de nouveaux essais (Cameron A-68, J-37 et N-28) et initié le forage de quatre nouveaux puits de délimitation, soit Cameron M-73 et C-19 ainsi que Swede G-21 et A-52.
- Pour la première fois depuis le début des travaux de forage dans la mer de Beaufort en 1973, on n'a entrepris le forage d'aucun puits extracôtier dans cette région. De même, aucun puits d'exploration n'a été foré dans le delta du Mackenzie. Toutefois, Esso Ressources Canada Limitee a achevé le forage d'un puits de délimitation dans sa concession Inuvialuit. On a entrepris le forage du puits Esso PCI Home et al. Tuk E-20 près d'un ancien champ pétrolier, puis abandonné les travaux sans procéder à aucun essai.
- En décembre, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, l'honorable Tom Siddon, a accordé à trois sociétés des nouveaux droits de prospection de pétrole et de gaz visant quatre parcelles dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Ces sociétés sont Shell Canada Limitee, Chevron Canada Ressources Limited et la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitee. Les soumissions visant ces parcelles prévoyaient de coûts de travaux totalisant 56,5 millions de dollars.

- 1991 s'est avérée une année de forte activité pour les sociétés et les entrepreneurs participant au projet Hibernia. À Bull Arm, la Newfoundland Offshore Development Constructors (NODECO) a continué d'aménager le chantier de construction de la structure à embase-poids (SEP). La construction de cales sèches, de quais, d'installations d'hébergement et de la risberme s'est poursuivie à la fin de l'année. La coulée des 122 premières embases en béton devant servir à pénétrer le plancher océanique a marqué le début de la construction de la SEP. Un coentreprise, dirigée par PCL Industrial Constructors Inc. d'Edmonton, a aussi entrepris les travaux d'aménagement du chantier de construction de l'installation de tête de puits. La société Newfoundland Offshore Constructors (NOC) a surtout travaillé à la conception technique du projet; elle a établi des devis et accordé des marchés de fournitures pour la construction des installations de surface. Un certain nombre de marchés importants visant l'achat d'équipement spécialisé et d'acier ont aussi été conclus au cours de l'année.
- Pendant l'année, on a terminé le forage de deux puits d'exploration au large des côtes de Terre-Neuve. BP et al. Thorvald P-24 ainsi que Mobil et al. Botwood G-89, situés près du champ pétrolière Hibernia, ont tous deux été abandonnés sans faire l'objet d'essais.

- Pour la première fois en dix ans, des levés géophysiques ont été effectués dans le golfe du Saint-Laurent, au large de la côte ouest de Terre-Neuve. Quatre sociétés ont effectué des levés sismiques dans cette région: Mobil Oil Canada Properties Ltd., BHP Petroleum (Canada) Ltd., Hunt Oil Company et Western Geophysical Canada Ltd.
- Au cours de l'année, LASMO et NSR(V)L ont travaillé activement à l'aménagement des champs pétrolières Cohasset et Panuke en vue de leur mise en service en 1992. Les sociétés ont procédé au forage de cinq puits de développement; à la fin de l'année, l'un d'eux était entièrement creusé. La plate-forme auto-élevatrice *Rowan Gorilla III* a été dotée d'équipement de production. En août, des plates-formes de production ont été chargées à bord d'un grand navire-grue semi-submersible, le *McDermott Derrick Barge 101*, et transportées jusqu'au champ de développement. Des treillis en acier, des câbles d'alimentation, des puits, des câbles sous-marines et une bouée «CALM» ont été installés au chantier de production.
- En avril, l'Office Canada-Nouvelle-Ecosse des hydrocarbures extracôtiers a délivré deux licences de production visant les champs pétrolières Cohasset et Panuke.

TERRES DOMANIALES DU CANADA



Pour garantir l'uniformité et la stabilité des activités de l'industrie pétrolière et gazière dans les régions assujetties à des accords et celles qui ne le sont pas, les lois de mise en oeuvre incorporent des dispositions clés de la LFH et de la LPRPPG. De même, les règlements d'application de ces lois sont très semblables à ceux en vigueur ailleurs dans les terres domaniales.

Les terres domaniales du Canada comprennent à la fois les régions à terre et en mer se trouvant hors du territoire des provinces et relevant de la compétence du gouvernement fédéral. Parmi ces régions, qui couvrent environ 10,2 millions de kilomètres carrés, il y a notamment les Territoires du Nord-Ouest, le Yukon ainsi que diverses régions au large des côtes Est et Ouest ou dans le Nord.

La cadre réglementaire actuel des activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales s'inspire de la Politique énergétique concernant les régions pionnières établie en 1985. L'engagement du gouvernement à négocier les modalités de régimes de gestion conjointe avec les provinces côtières et les territoires du Nord, et à mettre en oeuvre ces régimes, est un élément important de cette politique.

La responsabilité de l'ensemble des activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales au sud du 60° parallèle incombe au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien est pour sa part responsable des activités pétrolières et gazières au nord du 60° parallèle.

Les régimes de réglementation et d'administration de la gestion des droits visant la prospection, la mise en valeur et la production de pétrole et de gaz dans les terres domaniales du Canada, de même que les régimes de réglementation des activités pétrolières et gazières, sont enchâssés dans la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz* (LPRPFG). Les dispositions de ces lois s'appliquent aux zones des terres domaniales non assujetties à des régimes de gestion conjointe.

Dans le cas des régions visées par des accords de cogestion, le régime administratif de gestion des droits et de réglementation des activités pétrolières et gazières est établi dans la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada--Terre-Neuve et la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada--Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*. En vertu de ces deux lois de mise en oeuvre, deux offices indépendants, à savoir l'Office Canada--Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada--Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, ont été créés pour gérer, au nom des gouvernements fédéral et provinciaux, les activités pétrolières et gazières menées dans les régions extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse.

Le présent document a pour objet de fournir des statistiques à jour sur les activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales. Il s'agit du premier sommaire statistique annuel produit par la Direction de la gestion des régions pionnières (DGRP) du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. La DGRP a été créée en vue d'aider le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources à gérer les intérêts du Canada visés par des régimes de gestion conjointe mis en oeuvre dans les terres domaniales. Elle a aussi pour fonction de conseiller le Ministre relativement à la gestion des droits pétroliers et gaziers dans les régions au sud du 60° parallèle non assujetties à un régime de gestion conjointe.

Nous tenons à remercier l'Office Canada--Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada--Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office national de l'énergie, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que l'industrie du pétrole et du gaz de nous avoir fourni des statistiques. Nous remercions aussi tous les employés du Ministère qui ont joué un rôle instrumental dans l'élaboration de ce sommaire.

Dans la foulée des efforts déployés par la DGRP en vue d'améliorer ses prochains sommaires annuels, nous vous invitons à prendre quelques minutes pour répondre au questionnaire se trouvant à la fin du document.

TABLE DES MATIÈRES

Page	
3	Avant-propos.....
4	Introduction.....
6	Les terres domaniales du Canada.....
7	Faits saillants, 1991.....
	Terres domaniales, Résumé statistique, 1991
9	Bilan des activités dans les terres domaniales.....
9	Puits forés sur les terres domaniales.....
10	Bilan des réserves des terres domaniales.....
11	Réserves découvertes dans les terres domaniales.....
12	Production de pétrole et de gaz naturel dans les terres domaniales.....
13	Avoirs fonciers dans les terres domaniales à la fin de l'année.....
13	État des parcelles à la fin de l'année.....
14	Parcelles détenues par des sociétés dans les terres domaniales.....
15	Permis conclus en 1991.....
16	Total des emplois liés à l'activité pétrolière et gazière dans les terres domaniales.....
16	Total des dépenses engagées par l'industrie pétrolière dans les terres domaniales.....
17	Zone extracôtière de l'est du Canada
17	Résumé statistique, 1991.....
18	Carte - puits actifs, 1991.....
	Partie continentale des Territoires
19	Résumé statistique, 1991.....
22	Carte - puits actif, 1991.....
23	Questionnaire.....

Le Secteur de l'énergie tient
à féliciter la Commission géologique du Canada
à l'occasion de son 150^e anniversaire. Nous sommes fiers
d'être associés à cet organisme de renommée
internationale et lui souhaitons
beaucoup de succès dans
l'avenir.

© Ministre des Approvisionnement et Services Canada 1992

N° de cat. M22-115/1992
ISBN 0-662-58959-9

NOTRE FORCE CRÉATRICE

L'ÉNERGIE DE NOS RESSOURCES

Canada

Énergie, Mines et
Ressources Canada
Energy, Mines and
Resources Canada

(1991)

LES TERRES DOMANIALES

SOMMAIRE STATISTIQUE DE L'ACTIVITÉ
PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS

Document communiqué en vertu de la Loi sur l'accès à l'information. Document released pursuant to the Access to Information Act.

CAI
MS
-F64

FRONTIER LANDS

OIL AND GAS STATISTICAL OVERVIEW

1992



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines et
Ressources Canada

Canada

©Minister of Supply and Services Canada 1993

Cat. No. M22-115/1993

ISBN 0-662-59645-5

TABLE OF CONTENTS

	Page
Preface	2
Introduction	3
Canada's Frontier Lands (map)	5
Highlights	6
Frontier Lands Statistical Summary 1992	
Activity Status on Frontier Lands	8
Wells Drilled on Frontier Lands	8
Frontier Lands Resource Inventory	9
Oil and Gas Production on Frontier Lands	9
Oil Production on Frontier Lands 1982-1992	10
Gas Production on Frontier Lands 1982-1992	10
Discovered Oil Resources on Frontier Lands	11
Discovered Gas Resources on Frontier Lands	11
Frontier Lands Holdings at Year-End	12
Lands Active on Frontier Lands	12
Land Status at Year-End	13
Licences Concluded in 1992	14
Petroleum-Related Employment on Frontier Lands	15
Petroleum Expenditures on Frontier Lands	15
East Coast Offshore	
Statistical Summary	16
Map - Active Wells, 1992	17
Mainland Territories	
Statistical Summary	18
Map - Active Wells, 1992	19
Client Questionnaire	20

PREFACE

The purpose of this document is to provide up-to-date statistics on frontier oil and gas activities. This is the second annual overview produced by the Frontier Lands Management Branch (FLMB) of Energy, Mines and Resources (EMR).

We would like to thank the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, the National Energy Board, the Department of Indian Affairs and Northern Development and the oil and gas industry for providing us with statistics. We would also like to extend our gratitude to all those within EMR who were instrumental in the preparation of this overview.

As part of FLMB's continuing effort to improve our future annual overviews, we invite you to take a few minutes to complete the questionnaire at the back of this document.

INTRODUCTION

Canada's frontier lands consist of the onshore and offshore areas outside the provinces which fall under the authority of the federal government. These lands, some 10.2 million square kilometres, include the Northwest Territories and Yukon, as well as offshore areas off the East and West coasts, and in the North.

The Government of Canada's Frontier Energy Policy Statement of 1985 forms the basis for the current regulatory framework for all oil and gas activities on the frontier lands. An important component of this policy is the government's commitment to negotiate and implement joint management regimes with coastal provinces and the northern territories.

The current management system for frontier lands oil and gas activity has evolved over the years since the signing of the Atlantic Accord in 1985. At present, the frontier lands system can be divided into two areas: Non-Accord and Accord Areas.

Non-Accord Areas

In Non-Accord areas, responsibility for frontier oil and gas activity is divided between the EMR Minister and the Minister of Indian Affairs and Northern Development (IAND). The former is responsible for the West Coast, Hudson Bay and the Gulf of St. Lawrence and the latter is responsible for the Mainland Territories, the Beaufort Sea and the Arctic Islands (i.e. North of 60°).

Frontier oil and gas activities in these areas are managed under the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) and the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA). The COGOA provides for the technical regulation of oil and gas drilling and production, in particular safety and environmental regulation. CPRA provides for regulation of the ownership of frontier oil and gas resources, encompassing matters such as the administration of rights to explore for and produce petroleum, royalties and industrial benefits.

The National Energy Board regulates oil and gas activities under the COGOA in all these areas on behalf of the Ministers of EMR and IAND. The responsibility for the administration of rights and benefits under the CPRA is carried out by IAND in the North, and EMR for the rest of the Non-Accord area.

Accord Areas

In Accord areas, which to date comprise the Newfoundland and Nova Scotia offshore areas, the responsibility for the management of oil and gas activity is jointly shared by the EMR Minister and the Minister responsible for Energy for the respective provinces. The administrative regime for managing rights and for regulating oil and gas activities is contained in the federal *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*, the *Canada-Nova Scotia Petroleum Resources Accord Implementation Act* and in corresponding provincial Accord Implementation Acts. All of these Accord Acts incorporate the COGOA and the CPRA.

Under the Accord Implementation Acts, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB) and the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB) manage oil and gas activity on behalf of the Ministers.

The CNOPB and CNSOPB are independent Boards, in that their staff are neither federal nor provincial civil servants. However, certain key decisions of these Boards, referred to in the Accord Implementation Acts as "fundamental decisions", are subject to review by the federal and provincial ministers. The ministers are advised on fundamental decisions, as well as on Board management issues such as budgets and appointments, by their respective departments: EMR, the Newfoundland Department of Mines and Energy, and the Nova Scotia Department of Natural Resources.

Legislative Amendment

In Non-Accord areas, the Ministers of EMR and IAND are responsible for amending and/or developing legislation and regulations under the CPRA and COGOA which affect industry operations.

In Accord areas, both the federal and provincial governments must agree on any amendment to the Accord Implementation Acts, including those sections of the Accord Acts incorporating the COGOA and the CPRA.

CANADA'S FRONTIER LANDS



FLMB/DGRP

HIGHLIGHTS

On September 1, amendments to the *Oil and Gas Production and Conservation Act* (OGPCA) were proclaimed. As a result of these amendments, the OGPCA was renamed the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA). The East Coast Accord Implementation Acts were also amended to reflect the same safety measures implemented in the COGOA. These amendments implemented the remaining recommendations made by the *Royal Commission on the Ocean Ranger Marine Disaster*. Some of the key amendments include the requirements: for operators to obtain a Certificate of Fitness from an approved independent body to conduct oil and gas activities; and for an installation manager, trained and experienced in marine and industrial operations, to be in charge of each facility at all times.

In November, the Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling Regulations were promulgated by the Government of Canada. These regulations set out the requirements which operators must follow to undertake drilling operations offshore Nova Scotia. Similarly, the Newfoundland Offshore Petroleum Drilling Regulations were near completion at year-end and ready to be promulgated by the federal government.

On June 5, 1992, the first commercial production of crude oil from the Canadian offshore commenced when oil started flowing from the Panuke oil field, part of the Cohasset Development Project. This project is located approximately 40 km southwest of Sable Island, offshore Nova Scotia. A total of four production wells have been on stream at various times throughout this first production season. Production ceased for the winter months in December and is expected to resume in April 1993. Approximately 3.5 million barrels of oil were produced in 1992 and shipped by tankers to refineries in Canada and the southern United States.

Exploration activity continued to decrease on the frontier lands during 1992. Seven geophysical surveys were carried out and six wells were drilled during the year. Both Shell Canada Ltd. and Esso Resources Canada Ltd. conducted seismic surveys in the Mackenzie Delta, and Esso also ran a small seismic survey in the Mainland Territories near Norman Wells. Marathon Oil and Hunt Oil Company each conducted a seismic survey off the west coast of Newfoundland, and the Hibernia Management Development Company undertook a high resolution site survey at the Hibernia site. Of the six wells, two were drilled by Shell in the Mackenzie delta area, including the only exploratory well on the frontier lands in 1992. The remaining four wells were all development wells for the Panuke oil field located offshore of Nova Scotia.

In March, 1992, the Minister of Energy, Mines and Resources announced the government's intention to introduce legislation to eliminate restrictions on foreign ownership of production licences on frontier lands. On December 10, 1992, the Canadian Ownership Requirement Repeal Bill (short title) was tabled in the House of Commons and received first reading. The highlights of the Bill are the repeal of provisions which allow individuals to hold production licences and the related Canadian residency requirements; the elimination of the minimum 50 percent Canadian ownership requirement for the issuance of the production licence; and the repeal of provisions requiring Ministerial review and approval of transfers in ownership of the production licence or shares therein based on Canadian ownership rate considerations. The Bill would amend the following legislation: the *Canada Petroleum Resources Act*, the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* and the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*. Similar amendments will be made to the provincial "mirror" versions of the Accord Implementation Acts by the governments of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador.

On June 10, 1992, the International Court of Arbitration, established to resolve the Canada-France maritime boundary dispute, rendered its decision in New York City. The Court's decision largely confirmed Canada's jurisdiction over disputed waters located south of Newfoundland and the islands of St. Pierre and Miquelon. At issue were the fishing and potential oil and gas resources in the area. The decision gives France jurisdiction over an area comprising a belt of 24 nautical miles around the islands of St. Pierre and Miquelon and a 10 nautical mile wide corridor extending approximately 180 nautical miles south of the islands. This area represents approximately 25 percent of France's claim. Existing oil and gas exploration rights in the area under Canadian jurisdiction will be converted to Exploration Licences by either the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board or the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, once the boundary of the Newfoundland and Nova Scotia offshore areas in this region has been determined.

FRONTIER LANDS

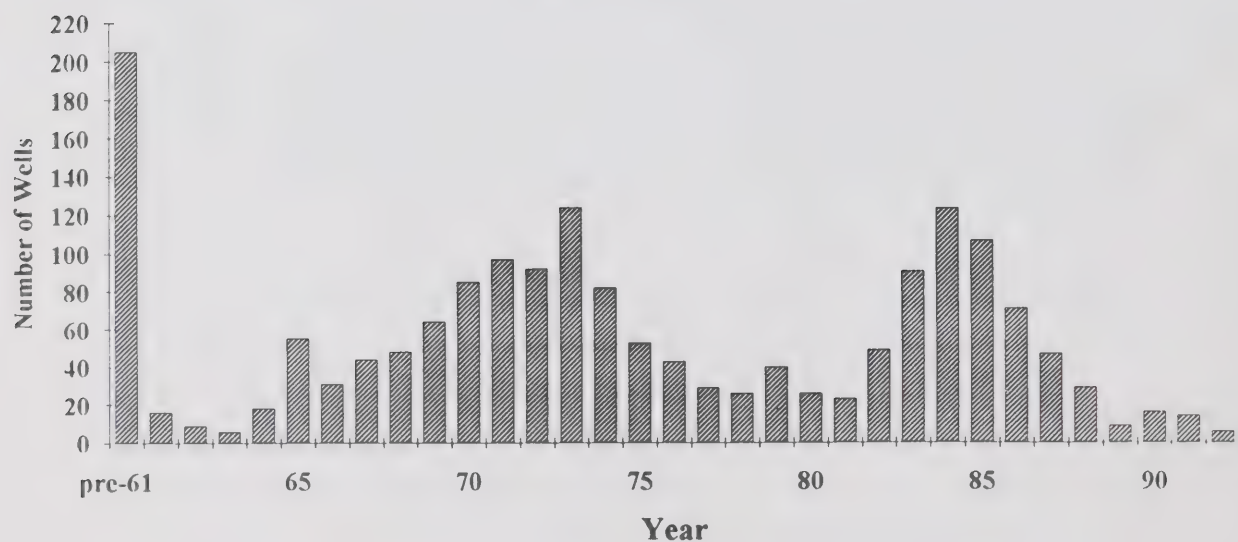
Statistical Summary, 1992

ACTIVITY STATUS ON FRONTIER LANDS

	1988	1989	1990	1991	1992
Licences (ELs/SDLs/PLs) ¹					
Concluded	105	15	70	34	9
Wells Spudded	25	12	13	16	3
Metres Drilled	54 391	27 014	18 903	35 069	10 731
Wells Terminated	27	10	15	14	6
Significant Discoveries	2	4	6	1	0
Geophysical Programs Run	27	21	19	19	6
Reflection Seismic km	16 568	21 587	23 684	17 015	2 197
¹ Includes Exploration Licences (ELs), Significant Discovery Licences (SDLs) and Production Licences (PLs).					

WELLS DRILLED ON FRONTIER LANDS

(pre-1961 to 1992)



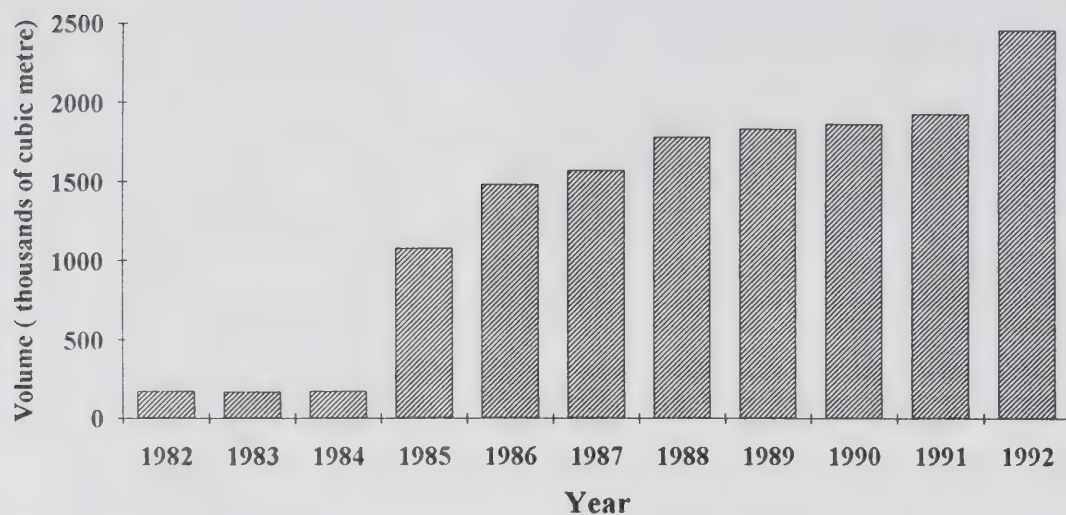
FRONTIER LANDS RESOURCE INVENTORY

	Oil ¹		Gas	
	Discovered (millions of m ³)	Potential ²	Discovered (billions of m ³)	Potential ²
West Coast	-	50	-	270
Mainland Territories	39	95	23	312
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	228	1112	356	1918
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	873	416	3156
Hudson Bay	-	127	-	88
Newfoundland Offshore	308	894	233	1649
Scotian Shelf/Slope	24	171	162	512
Total	665	3322	1190	7905
¹ Includes condensate.				
² Includes discovered and potential undiscovered resources.				

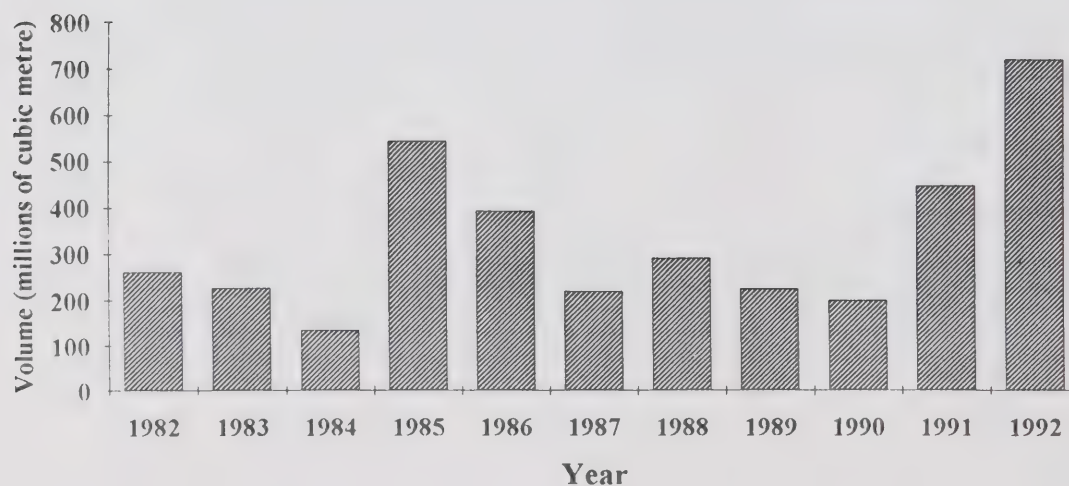
OIL AND GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS

	1988	1989	1990	1991	1992
Oil Production (thousands of m³)					
Norman Wells	1728	1789	1841	1894	1850
Bent Horn	54.9	43.4	24	32.5	28.2
Panuke	-	-	-	-	577
Gas Production (millions of m³)					
Pointed Mountain	154	96	74	90	87
Norman Wells	138	129	126	130	128
Kotaneelee	-	-	-	227	507

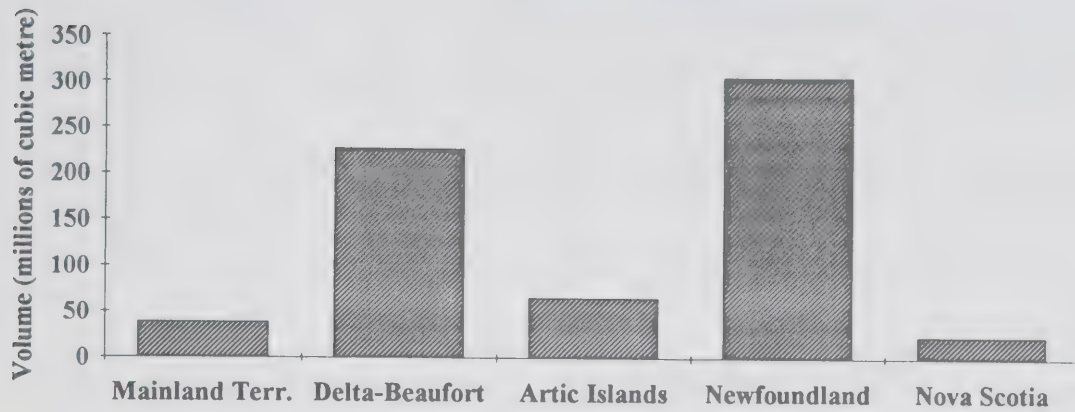
OIL PRODUCTION ON FRONTIER LANDS



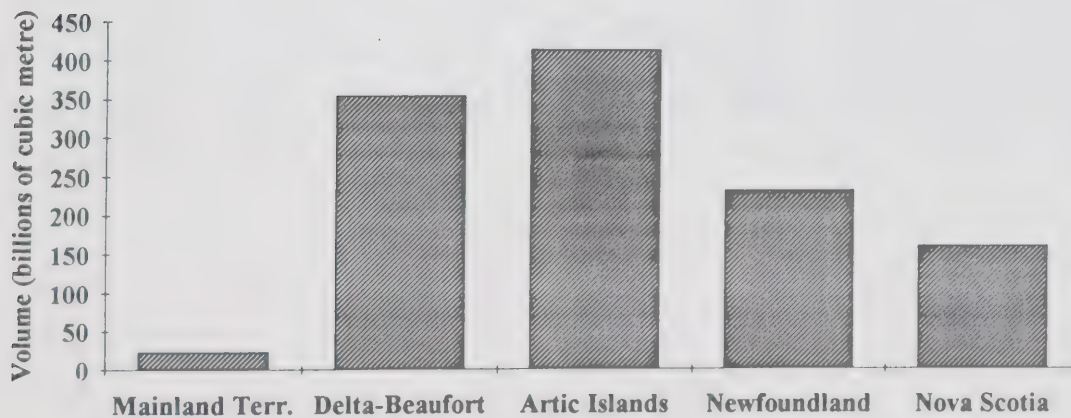
GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS



DISCOVERED OIL RESOURCES ON FRONTIER LANDS



DISCOVERED GAS RESOURCES ON FRONTIER LANDS

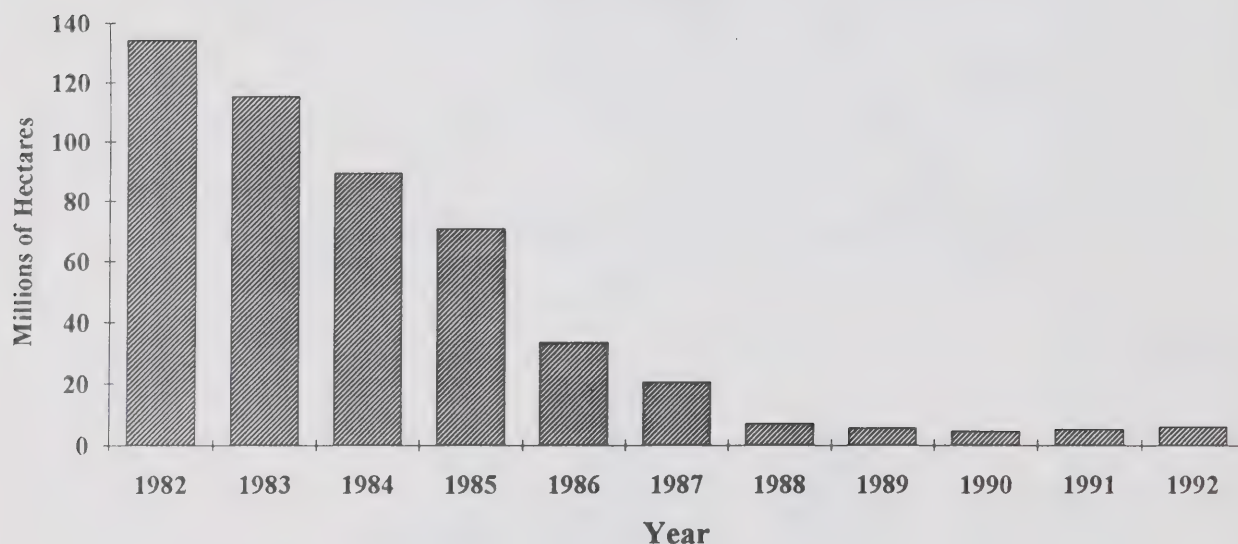


FRONTIER LANDS HOLDINGS AT YEAR-END

	1988	1989	1990	1991	1992
Number of Licences Active (ELs/SDLs/PLs)	153	149	221	245	245
Lands Issued (millions of ha)	2.31	0.56	0.35	2.1	0.52
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	16.5	2.37	1.42	1.44	0.45
Lands Active (millions of ha)	7.1	5.69	4.6	5.27	5.30

LANDS ACTIVE ON FRONTIER LANDS

(ELs, SDLs, PLs)



LANDS STATUS AT YEAR-END

	Active Licences ¹	Lands Relinquished or Surrendered	Lands Issued	Lands Active	Pending Lands ²
		(millions of ha)			
Mainland Territories	53	-	-	.2	.5
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	73	.2	-	1.1	-
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	23	-	-	1.3	2.5
Hudson Bay	-	-	-	-	1.4
Newfoundland Offshore	59	.151	.521	2.547	2.23
Nova Scotia Offshore	36	.095	-	.141	3.36
Gulf of St. Lawrence	1	-	-	.015	-
West Coast	-	-	-	-	8.7
Total	245	.446	.521	5.303	18.69
¹ Includes exploration licences, significant discovery licences and production licences.					
² 'Pending' includes areas where exploration activity has been suspended: West Coast, Baffin Bay, Georges Bank and St. Pierre and Miquelon.					

LICENCES CONCLUDED IN 1992

Operating Company	Licence	Number of Licences	Area (thousands of ha)	Location	Term (years)
Amoco Canada	EL 1016	1	26.9	Grand Banks	7
Shell	EL 1017	1	125.1	Grand Banks	9
Shell	EL 1018	1	116.7	Grand Banks	9
Labrador Mining	EL 1019	1	252.1	Western Newfoundland	9
Paramount	PL 4 PL 5	2	0.1	Mackenzie Valley	25
Imperial	SDL 110 SDL 111 SDL 112	3	3.2	Beaufort Sea	-

PETROLEUM-RELATED EMPLOYMENT ON FRONTIER LANDS

	Person Months of Work ¹	Canadian	Per Cent Canadian
Mainland Territories	408	408	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	462	462	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	106	106	100
Newfoundland Offshore	29 350	24 360	83
Nova Scotia Offshore	7 740	7 080	91
Total	38 066	32 416	85

¹ Represents approximate number of person months of work created.

PETROLEUM EXPENDITURES ON FRONTIER LANDS¹

	Exploration	Development ²	Production ³	Total	Canadian	Per Cent Canadian
	(millions of \$)					
Mainland Territories	-	5	22.4	27.4	27.4	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	7.8	-	-	7.8	7.8	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	-	-	.2	.2	.2	100
Newfoundland Offshore	.85	533	-	533.85	427.08	80
Nova Scotia Offshore	-	110	91	201	109.3	54
Total	8.65	648	113.6	770.25	571.78	74

¹ Estimates.

² Includes all expenditures undertaken to develop an oil/gas field up to the time of production.

³ Includes expenditures made after start-up of production.

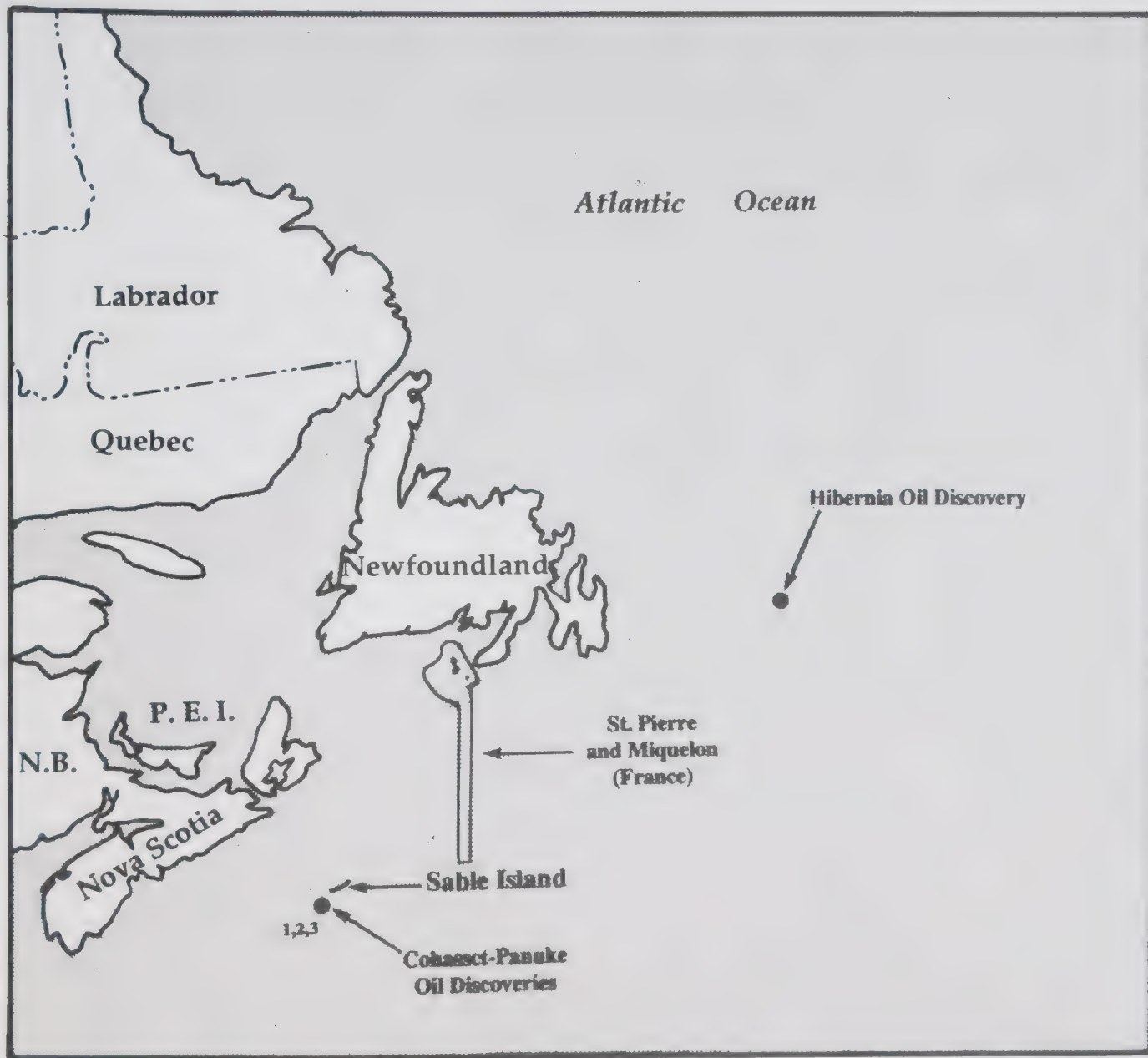
EAST COAST OFFSHORE

Statistical Summary, 1992

Map No.	Name of Well	Spudded, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
1.	LASMO-NSR(V)L Panuke PP-2	91-07-18 92-06-14	Production Well	2435
2.	LASMO-NSR(V)L Panuke PP-3	91-07-03 92-09-29	Production Well	2689
3.	LASMO-NSR(V)L Panuke PP-4C	92-06-27 92-11-14	Production Well	3047
<i>In 1992, the wells drilled on the East Coast offshore were all development wells. This data is condensed and may differ slightly from the data contained in the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board 's 1992-1993 annual report.</i>				

EAST COAST OFFSHORE

Active Wells, 1992



FLMB/DGRP

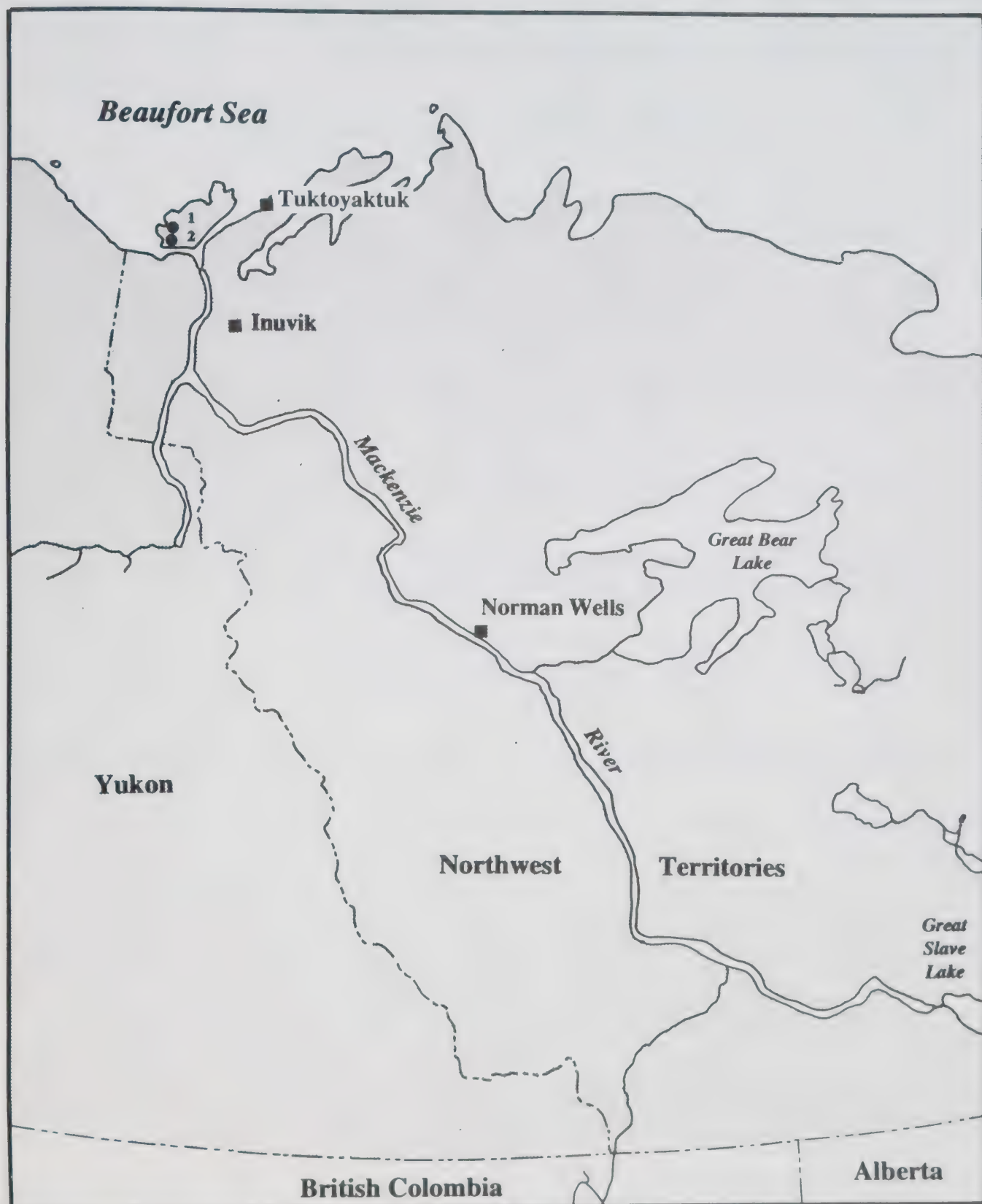
MAINLAND TERRITORIES

Statistical Summary, 1992

Map N ^o .	Name of Well	Spudded, Reentered, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
1.	Shell et al. Unipkat B-2 ¹	92-01-08 92-02-10	Plugged and suspended	1186
2.	Shell et al. Shavilig J-20 ²	92-02-18 92-03-16	Plugged and abandoned	1374
¹ Denotes a delineation well. ² Denotes an exploratory well.				

MAINLAND TERRITORIES

Active Wells, 1992



FLMB/DGRP

CLIENT QUESTIONNAIRE

1. Which statistical information did you find most useful? Please indicate name of table(s) or graph(s) and page number(s).

2. For what purpose did you use the statistics provided in this document?

3. What other statistics would you like to see included in the overview?

4. Please provide any other comments which you may have on the Frontier Lands Oil and Gas Statistical Overview.

Change of Address Notification

Name and Title: _____

Organization: _____

Address: _____

City: _____ Province: _____ Postal Code: _____

Telephone: _____

Thank you.

Please send completed questionnaire to:

Frontier Lands Management Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street, 19th Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

QUESTIONNAIRE

1. Quelles statistiques avez-vous jugées les plus utiles?
Prière de préciser le titre et la page des tableaux ou graphiques.

2. À quelles fins avez-vous utilisé les statistiques contenues dans le présent document?

3. Quelles autres statistiques aimeriez-vous voir ajoutées au sommaire?

4. Autres commentaires sur le Sommaire statistique des activités pétrolières et gazières menées dans les régions pionnières:

Avis de changement d'adresse

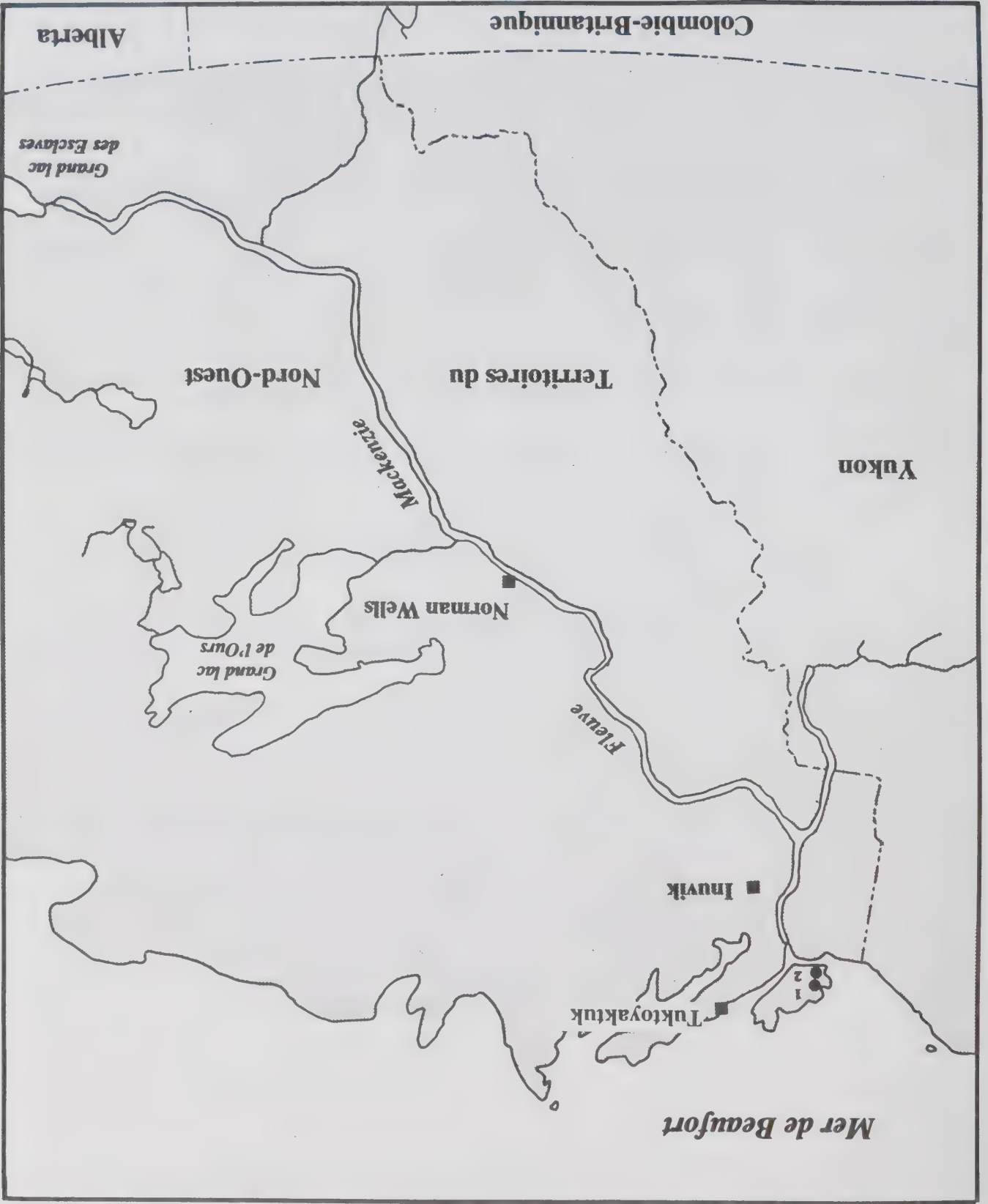
Nom et titre: _____
Organisation: _____
Adresse: _____
Ville: _____ Province: _____ Code postal: _____
N° de téléphone: _____

Merci.

Prière de retourner le questionnaire dûment rempli à l'adresse suivante:

Direction de la gestion des régions pionnières
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth, 19^e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

PARTIE CONTINENTALE DES TERRITOIRES **Puits actifs, 1992**



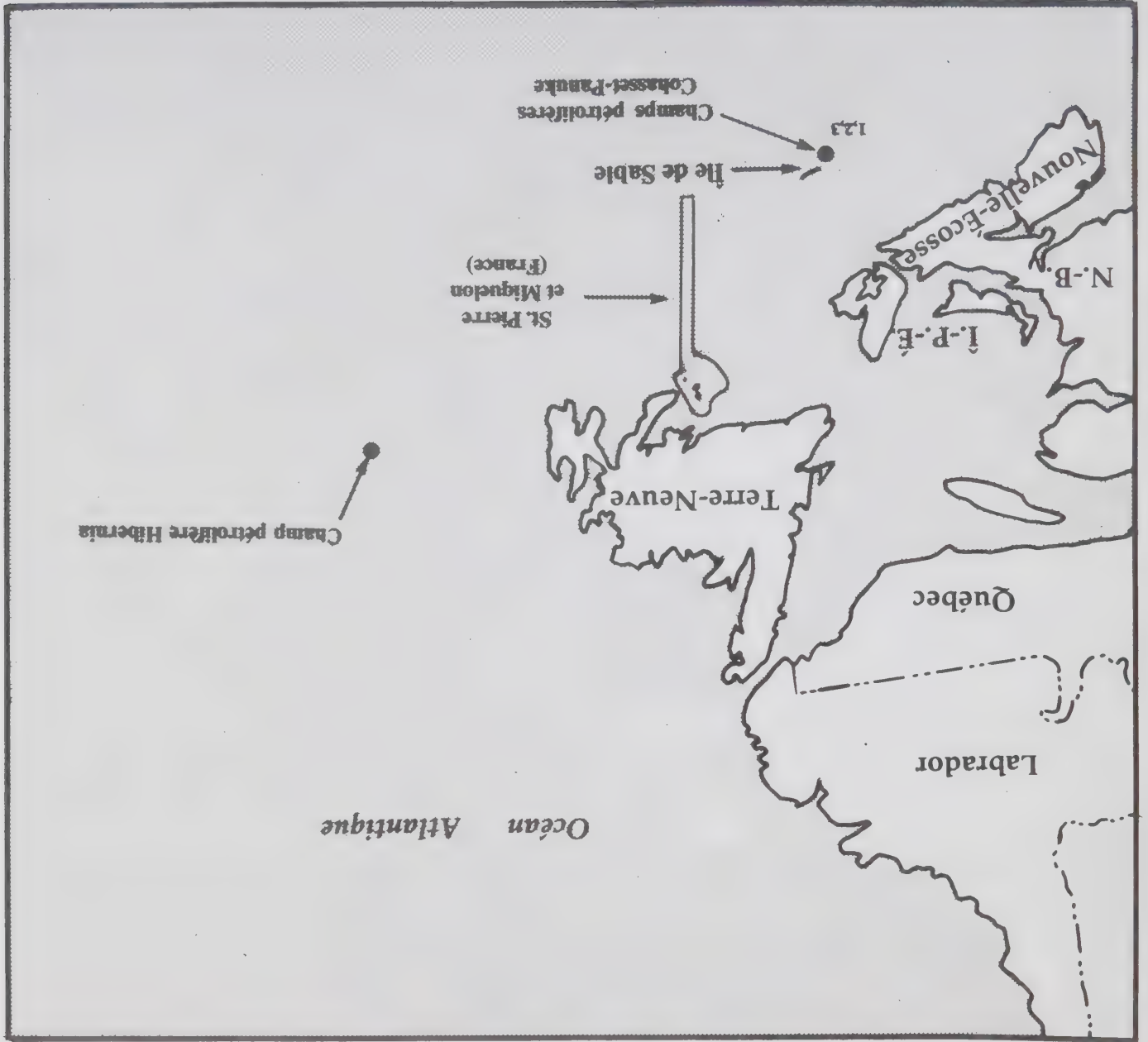
PARTIE CONTINENTALE DES TERRITOIRES

Résumé statistique, 1992

N° sur la carte	Nom du puits	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	Shell et al. Unipkat B-2 ¹	92-01-08 92-02-10	Bouché et suspendu	1186
2.	Shell et al. Shavilig J-20 ²	92-02-18 92-03-16	Bouché et abandonné	1374
¹ Indique un puits de délimitation. ² Indique un puits de prospection.				

ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DU CANADA

Puits actifs, 1992



ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DU CANADA

Résumé statistique, 1992

N° sur la carte	Nom du puits	Début, fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	LASMO-NSR(V)L Panuke PP-2	91-07-18 92-06-14	Puits de production	2435
2.	LASMO-NSR(V)L Panuke PP-3	91-07-03 92-09-29	Puits de production	2689
3.	LASMO-NSR(V)L PP-4C	92-06-27 92-11-14	Puits de production	3047

Tous les puits forés en 1992 dans cette zone étaient des puits de mise en valeur. Ces données sont condensées et peuvent être un peu différents de celles dans le rapport annuel 1992-1993 de l'Office Canada - Nouvelle-Ecosse des hydrocarbures extracôtiers.

DÉPENSES ENGAGÉES PAR L'INDUSTRIE

¹ Estimés.
² Comprend les dépenses liées à la mise en valeur du champ pétrolier ou gazier.
³ moment de la production.
⁴ Comprend les dépenses effectuées après le début de la période de production.

PERMIS CONCLUS EN 1992

Exploitant	Permis	Nombre de Permis	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
Amoco	PP 1016	1	26,9	Grands Bancs	7
Shell	PP 1017	1	125,1	Grands Bancs	9
Shell	PP 1018	1	116,7	Grands Bancs	9
Labrador Mining	PP 1019	1	252,1	Terre-Neuve ouest	9
Paramount	LP 4 LP 5	2	0,1	Vallée du Mackenzie	25
Imperial	ADI 110 ADI 111 ADI 112	3	3,2	Mer de Beaufort	-

EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE
ET GAZIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES

	Mois-personnes de travail ¹	Canadiens	Pourcentage de Canadiens
	408	408	100
Partie continentale des Territoires	462	462	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	106	106	100
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	29 350	24 360	83
Zone extracôtière de Terre-Neuve	7 740	7 080	91
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	38 066	32 416	85
¹ Représente le nombre approximatif de mois-personnes créés.			

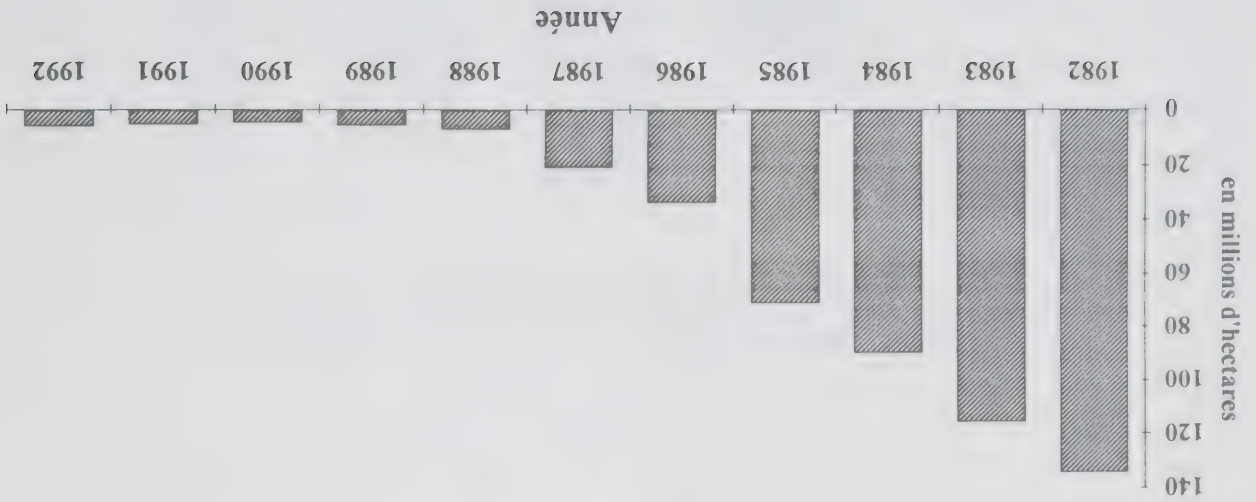
ETAT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE

Partie continentale des Territoires	Permis en vigueur ¹ ou Parcelles rétrocédées abandonnées	Parcelles attribuées les sociétés (en million d'hectares)	Parcelles détenues par les sociétés en attente ²	Partie continentale des Territoires	Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	Baie d'Hudson	Zone extracôtière de Terre-Neuve	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	Golfe du Saint-Laurent	Côte ouest	Total
53	-	-	0,2	73	0,2	-	-	0,151	0,095	-	-	245
0,2	-	-	1,1	-	-	-	-	2,547	0,141	0,015	-	5,303
0,5	-	-	-	-	-	2,5	1,4	2,23	3,36	-	8,7	18,69
¹ Y compris les permis de prospection (PP), les attestations de découverte importante (ADI) et les licences de production (LP). ² «En attente» comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendus : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges et St. Pierre et Miquelon.												

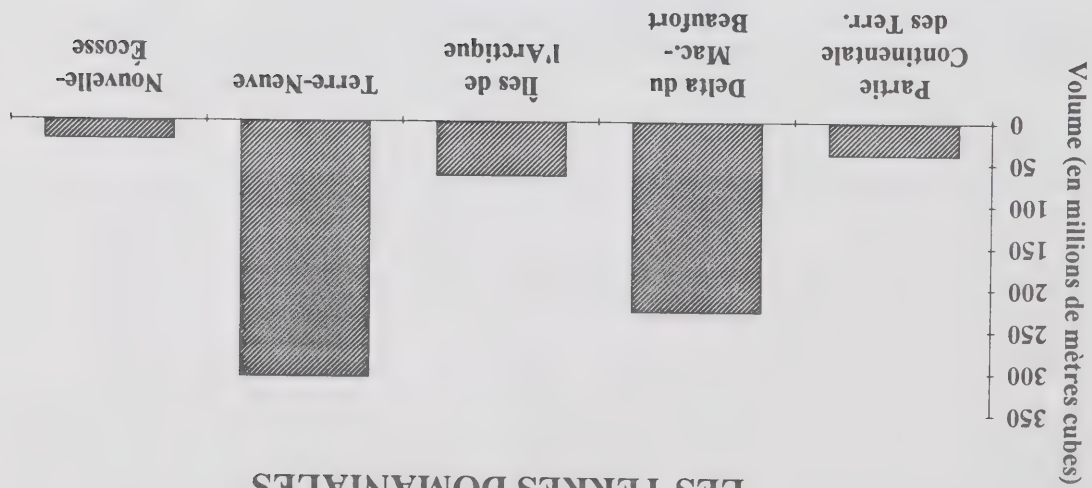
AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES À LA FIN DE L'ANNÉE

	1988	1989	1990	1991	1992
Nombre de permis en vigueur (PP, ADI, LP)	153	149	221	245	245
Parcelles attribuées (en millions d'hectares)	2,31	0,56	0,35	2,1	0,52
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	16,5	2,37	1,42	1,44	0,45
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	7,1	5,69	4,6	5,27	5,30

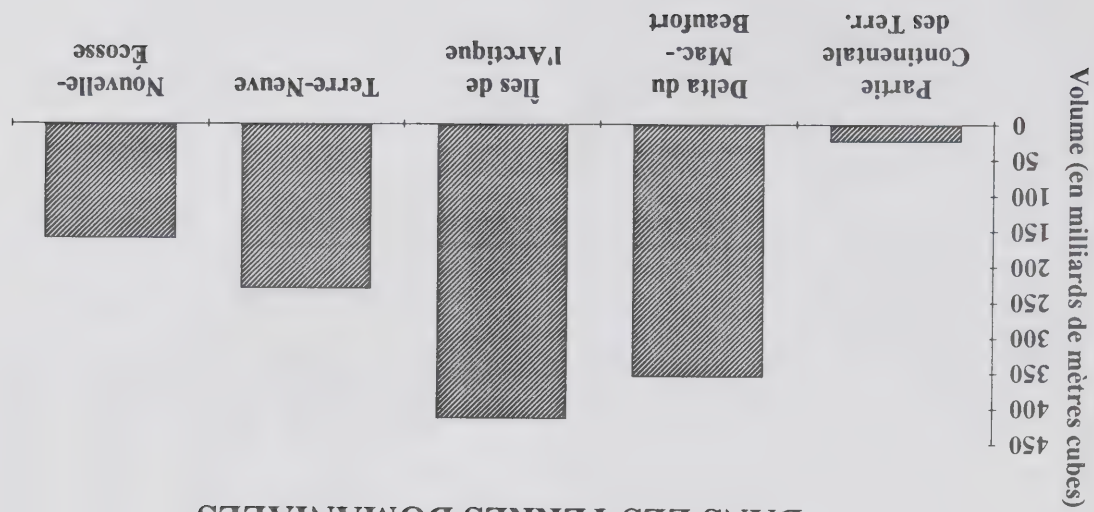
PARCELLES DÉTENUES PAR DES SOCIÉTÉS DANS LES TERRES DOMANIALES (PP, ADI, LP)



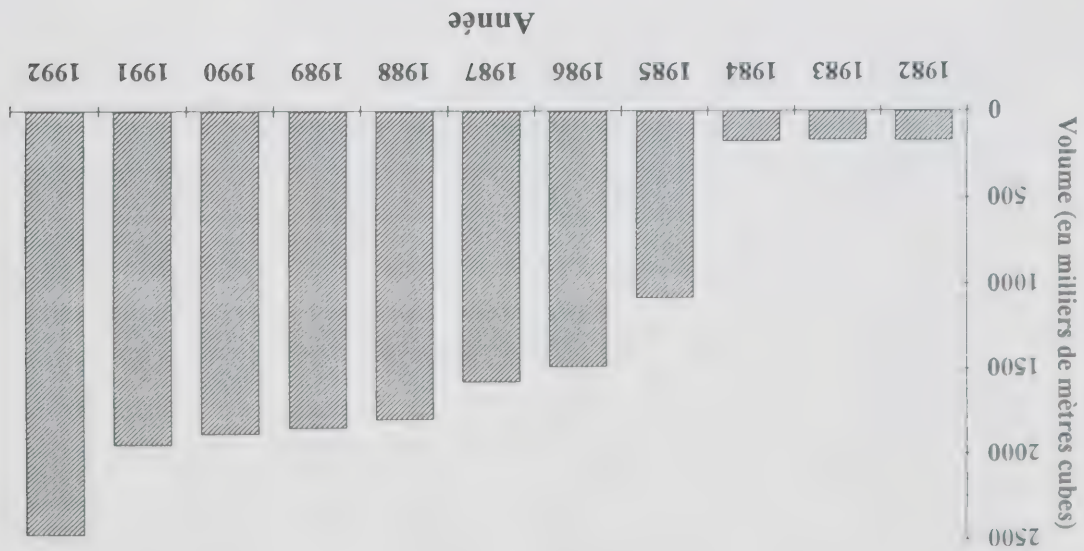
RÉSERVES DE PÉTROLE DÉCOUVERTES DANS LES TERRES DOMANIALES



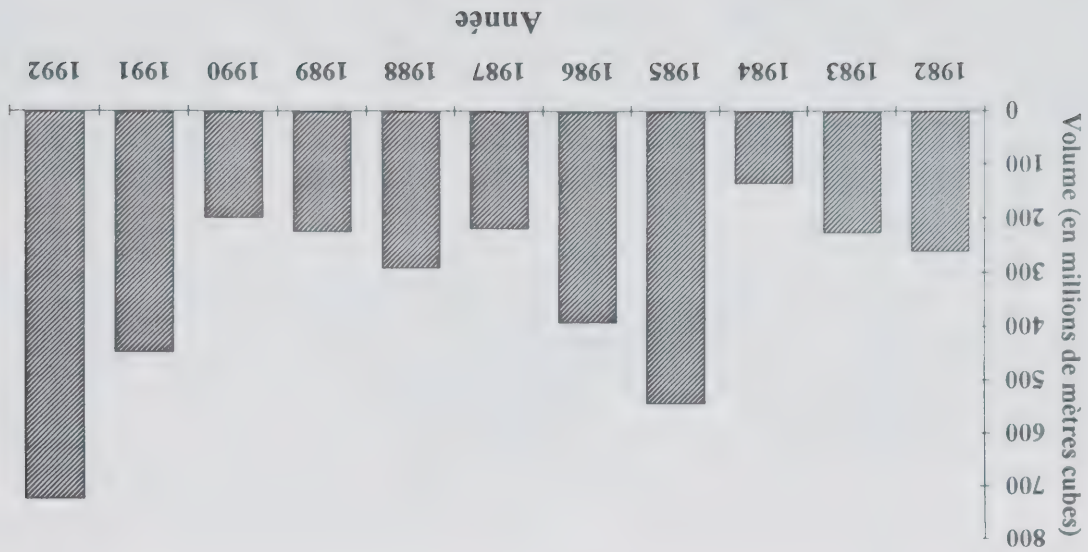
RÉSERVES DE GAZ NATUREL DÉCOUVERTES DANS LES TERRES DOMANIALES



PRODUCTION DE PÉTROLE DANS LES TERRES DOMANIALES



PRODUCTION DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES



BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES

Pétrole Gaz naturel

	Pétrole		Gaz naturel	
	Découvertes	Potentielles ²	Découvertes	Potentielles ²
	(en millions de m ³)		(en milliards de m ³)	
Côte ouest	-	50	-	270
Partie continentale des Territoires	39	95	23	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	228	1 112	356	1 918
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	66	873	416	3 156
Baie d'Hudson	-	127	-	88
Zone extracôtière de Terre-Neuve	308	894	233	1 649
Plate-forme Néo-Écossaise/Pente Scotian	24	171	162	512
Total	665	3 322	1 190	7 905

¹ Y compris les condensats.

² Y compris les ressources découvertes et le potentiel des ressources non découvertes.

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES

Production de pétrole (en milliers de m ³)					
	1988	1989	1990	1991	1992
Norman Wells	1 728	1 789	1 841	1 894	1 850
Bent Horn	54,9	43,4	24	32,5	28,2
Panuke	-	-	-	-	577
Production de gaz (en millions de m ³)					
Pointed Mountain	154	96	74	90	87
Norman Wells	138	129	126	130	128
Kotanelee	-	-	-	227	507

TERRES DOMANIALES

Résumé statistique, 1992

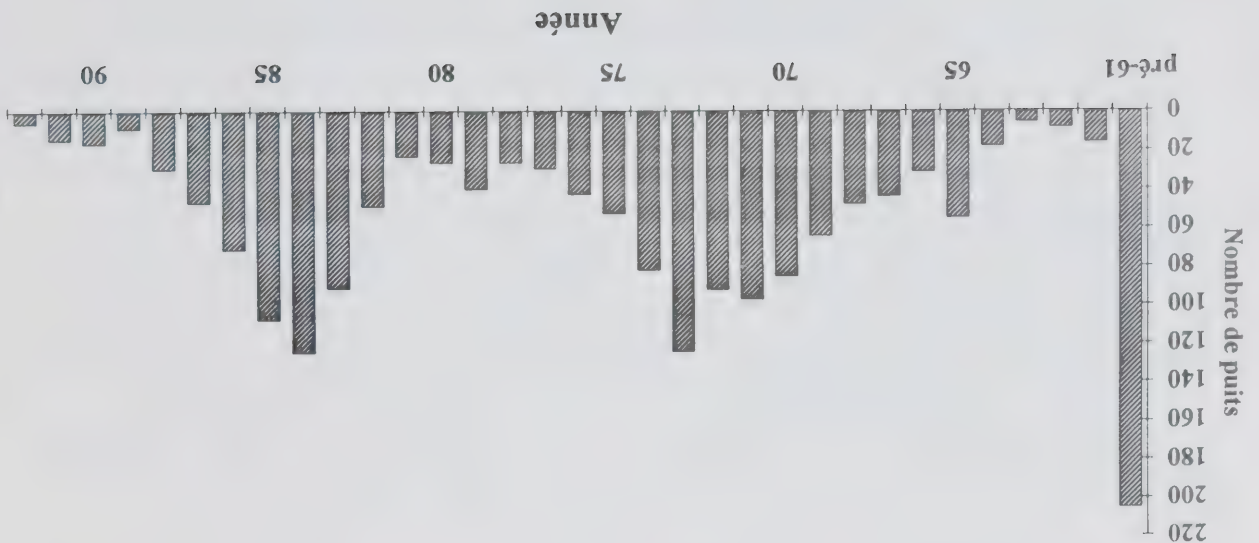
BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES

	1988	1989	1990	1991	1992
Permis (PP, ADI, LP) conclus ¹	105	15	70	34	9
Puits entamés	25	12	13	16	3
Mètres forés	54 391	27 014	18 903	35 069	10 731
Puits achevés	27	10	15	14	6
Découvertes importantes	2	4	6	1	0
Travaux géophysiques exécutés	27	21	19	19	6
Levés de sismique-réflexion (km)	16 568	21 587	23 684	17 015	2 197

¹ Y compris les permis de prospection (PP), les attestations de découverte importante (ADI), et les licences de production (LP).

PUITS FORÉS SUR LES TERRES DOMANIALES

(pré-1961 à 1992)



En mars 1992, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé l'intention du gouvernement d'adopter une loi visant à éliminer les restrictions à l'attribution de licences de production à des exploitants étrangers sur les terres domaniales. Le 10 décembre 1992, le projet de loi sur l'élimination des critères de participation canadienne (titre abrégé) a été déposé en première lecture à la Chambre des communes. Les principaux objectifs de ce projet de loi consistent à éliminer les dispositions qui permettent à des particuliers de détenir des licences de production, de même que l'obligation d'avoir son lieu de résidence au Canada, à annuler l'exigence liée à la proportion de 50 pour cent de participation canadienne comme condition à l'attribution d'une licence de production et à abroger les dispositions nécessitant l'examen des transferts de licences de production (ou de certaines parts de ces licences) par le Ministre et leur approbation par ce dernier en fonction de considérations liées au taux de participation canadienne. Le projet de loi entraînerait la modification des lois suivantes: *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Ecosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et *Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve*. Des modifications similaires seraient apportées aux versions provinciales des lois de mise en oeuvre par les gouvernements de la Nouvelle-Ecosse et de Terre-Neuve.

Le 10 juin 1992, le Tribunal d'arbitrage international, créé dans le but de résoudre le litige entre la France et le Canada au sujet des frontières maritimes, a rendu sa décision à New York. Cette décision a en grande partie confirmé la souveraineté du Canada sur le territoire contesté au sud de Terre-Neuve et des îles Saint-Pierre et Miquelon. Les ressources halieutiques, de même que les hydrocarbures que recèle peut-être cette région, constituaient les enjeux de ce litige. Le tribunal a accordé à la France un territoire comprenant une ceinture de 24 milles nautiques autour des îles Saint-Pierre et Miquelon et un corridor de 10 milles nautiques de largeur s'étendant sur environ 180 milles nautiques au sud des îles françaises. Cette région représente environ 25 pour cent du territoire revendiqué par la France. Les droits existants de prospection pétrolière et gazière dans la région sous contrôle canadien seront convertis en licences d'exploration par l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers ou l'Office Canada—Nouvelle-Ecosse des hydrocarbures extracôtiers, une fois que la limite séparant le territoire extracôtier terre-neuvien de celui de la Nouvelle-Ecosse sera établie.

FAITS SAILLANTS

Le 1^{er} septembre, on a adopté des modifications à la Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz (LPREPG). Par suite de ces modifications, la LPREPG a été rebaptisée *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). Les lois de mise en oeuvre ont également été modifiées de façon à ce que les mesures de sécurité figurant dans la LOPC y soient reflétées. Ces modifications ont permis la mise en oeuvre des dernières recommandations issues de la Commission royale sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger*. Parmi les principales modifications figurent l'obligation pour les exploitants d'obtenir, auprès d'un organisme indépendant approuvé, un certificat de conformité pour être autorisé à mener des activités pétrolières et gazières, de même que la nécessité de nommer un gestionnaire des installations, avec formation et expérience dans le domaine des opérations maritimes et industrielles, ayant la responsabilité des installations en tout temps.

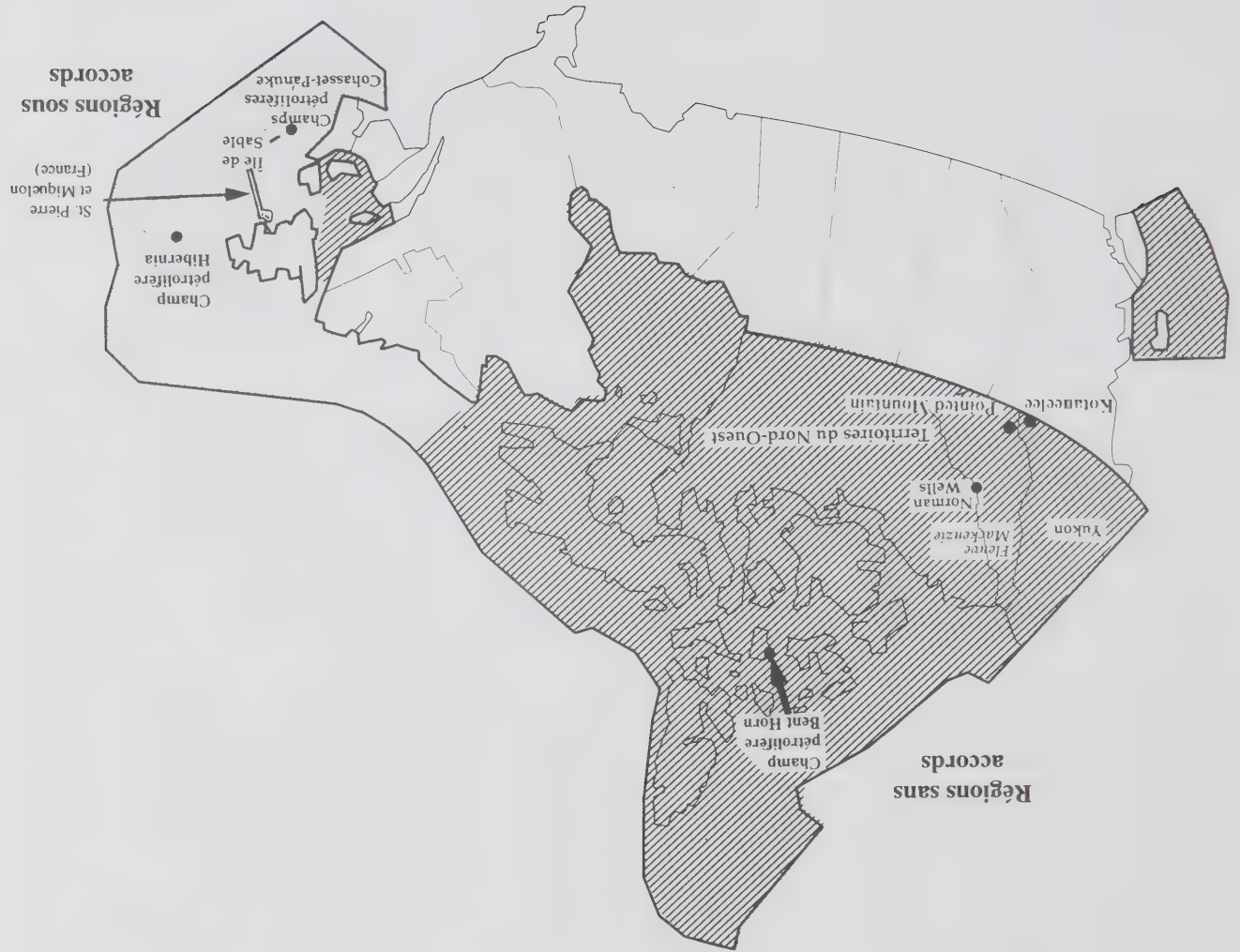
En novembre, le Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Ecosse a été promulgué par le gouvernement du Canada. Ce règlement établit les exigences à respecter par les exploitants avant d'entreprendre des opérations de forage au large de la Nouvelle-Ecosse. De même, le Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve était, à la fin de l'année, presque terminé et prêt à être promulgué par le gouvernement fédéral.

Le 5 juin 1992, la première opération commerciale de production de brut au large des côtes canadiennes a débuté lorsque du pétrole a jailli du champ pétrolier de Panuke, faisant partie du projet de développement Cohasset. Celui-ci est situé à quelque 40 km au sud-ouest de l'île de Sabie, au large de la Nouvelle-Ecosse. Au total, quatre puits de production ont été mis en service au cours de cette première saison de production. La production a cessé pour l'hiver au mois de décembre et doit reprendre en avril 1993. En 1992, environ 3,5 millions de barils de pétrole ont été produits et expédiés par pétrolier à des raffineries du Canada et du sud des États-Unis.

L'activité dans le domaine de la prospection a poursuivi sa chute en 1992 sur les terres domaniales. Sept levés géophysiques ont été effectués et six puits ont été forés. Shell Canada Ltée et Esso Ressources Ltée ont effectué des relevés sismiques dans le delta du Mackenzie, et Esso a effectué un petit relevé sismique dans la partie continentale des Territoires, près de Norman Wells. Marathon Oil et Hunt Oil Company ont toutes deux effectué un relevé sismique au large des côtes terre-neuviennes, et la Hibernia Management Development Company a entrepris un relevé à haute résolution sur le site du champ pétrolier Hibernia. Des six puits, deux ont été forés par Shell Canada dans la région du delta du Mackenzie, y compris le seul puits de prospection creusé en 1992. Les quatre autres ont tous consisté en des puits de mise en valeur forés dans le champ pétrolier Panuke, au large de la Nouvelle-Ecosse.

TERRES DOMANIALES DU CANADA

- 5 -



DGRP/FLMB

Régions couvertes par un accord

Dans les régions couvertes par un accord, qui à ce jour comprennent les zones extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, la responsabilité de la gestion des activités pétrolières et gazières est partagée par le ministre d'EMR et le ministre responsable de l'énergie dans chacune des deux provinces susmentionnées. Le cadre administratif de gestion des droits et de réglementation des activités pétrolières et gazières est défini dans la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve*, dans la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtières*, de même que dans les lois provinciales de mise en oeuvre des accords. Toutes ces lois de mise en oeuvre intègrent les dispositions de la LOPC et de la LFH.

En vertu des lois de mise en oeuvre, l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtières (OCTHE) et l'Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtières (OCNHE) assurent la gestion des activités pétrolières et gazières au nom des ministres concernés.

L'OCTHE et l'OCNHE sont des organismes indépendants, étant donné que leurs employés ne sont pas des fonctionnaires fédéraux ni provinciaux. Toutefois, certaines des principales décisions des offices, appelées «décisions fondamentales» dans les lois de mise en oeuvre, peuvent être soumises à l'approbation des ministres fédéraux et provinciaux. Ceux-ci sont mis au courant des décisions fondamentales, de même que des questions liées à la gestion des offices (p. ex. : budgets et nominations) par leurs ministres respectifs: EMR, ministre des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve ou ministre des Richesses naturelles de la Nouvelle-Écosse.

Modifications législatives

Dans les régions non couvertes par un accord, les ministres d'EMR et du MAIN sont responsables, en vertu de la LFH et de la LOPC, de modifier et/ou d'élaborer des lois et des règlements touchant les activités industrielles.

Dans les régions couvertes par un accord, les gouvernements fédéral et provinciaux doivent s'entendre sur toute modification proposée aux lois de mise en oeuvre, y compris aux sections reprenant les dispositions de la LOPC et de la LFH.

INTRODUCTION

Les terres domaniales du Canada comprennent les zones terrestres et extracôtières qui se trouvent à l'extérieur des limites provinciales et qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral. Ces terres, qui comptent quelque 10,2 millions de kilomètres carrés, englobent les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon, de même que les zones extracôtières au large des côtes ouest et est ainsi que le Nord.

Le cadre réglementaire actuel des activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales s'inspire de la Politique énergétique concernant les régions pionnières établie en 1985. L'engagement du gouvernement à négocier les modalités de régimes de gestion conjointe avec les provinces côtières et les territoires du Nord, et à mettre en oeuvre ces régimes, est un élément important de cette politique.

Le système de gestion actuel des activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales a évolué depuis 1985, année de la signature de l'Accord atlantique. À l'heure actuelle, les terres domaniales peuvent être divisées en deux régions, soit celles qui sont couvertes par un accord et celles qui ne le sont pas.

Régions non couvertes par un accord

Dans les régions non couvertes par un accord, la responsabilité des activités pétrolières et gazières est partagée par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) et par le ministre des Affaires indiennes et du Nord (MAIN). Le premier est responsable de la côte ouest, de la baie d'Hudson et du golfe du Saint-Laurent, et le second est responsable de la partie continentale des Territoires, de la mer de Beaufort et des îles de l'Arctique (au nord du 60° parallèle).

Les activités pétrolières et gazières dans ces régions sont gérées en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH). La LOPC définit la réglementation technique associée au forage et à la production d'hydrocarbures, notamment les règlements sur la sécurité et l'environnement. La LFH traite de la propriété des ressources pétrolières et gazières en terres domaniales, abordant des aspects tels que l'administration des droits de prospection et de production pétrolières, les redevances et les retombées industrielles.

L'Office national de l'énergie réglemente les activités pétrolières et gazières couvertes par la LOPC dans toutes les régions mentionnées au nom du ministre d'EMR et du ministre du MAIN. La responsabilité relative à l'administration des droits et des retombées, dont il est question dans la LFH, est assumée par le MAIN dans le Nord et par EMR dans les autres régions non couvertes par un accord.

AVANT-PROPOS

Le présent document a pour objet de fournir des statistiques à jour sur les activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales. Il s'agit du deuxième sommaire statistique annuel produit par la Direction de la gestion des régions pionnières (DGRP) du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Nous tenons à remercier l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office national de l'énergie, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que l'industrie du pétrole et du gaz de nous avoir fourni des statistiques. Nous remercions aussi tous les employés du Ministère qui ont joué un rôle instrumental dans l'élaboration de ce sommaire.

Dans la foulée des efforts déployés par la DGRP en vue d'améliorer ses prochains sommaires annuels, nous vous invitons à prendre quelques minutes pour répondre au questionnaire se trouvant à la fin du document.

TABLE DES MATIÈRES

Page	
2	Avant-propos
3	Introduction
5	Les terres domaniales du Canada (carte)
6	Faits saillants
	Terres domaniales, Résumé statistique, 1992
8	Bilan des activités dans les terres domaniales
8	Puits forés sur les terres domaniales
9	Bilan des réserves des terres domaniales
9	Production de pétrole et de gaz naturel dans les terres domaniales
10	Production de pétrole dans les terres domaniales 1982-1992
10	Production de gaz naturel dans les terres domaniales 1982-1992
11	Réserves de pétrole découvertes dans les terres domaniales
11	Réserves de gaz naturel découvertes dans les terres domaniales
12	Avoirs fonciers dans les terres domaniales
12	à la fin de l'année
12	Parcelles détenues par des sociétés dans les terres domaniales
13	Etat des parcelles à la fin de l'année
14	Permis conclus en 1992
14	Emplois liés à l'activité pétrolière et gazière
14	dans les terres domaniales
15	Dépenses engagées par l'industrie pétrolière
15	dans les terres domaniales
	Zone extracôtière de l'est du Canada
16	Résumé statistique, 1992
17	Carte - puits actifs, 1992
	Partie continentale des Territoires
18	Résumé statistique, 1992
19	Carte - puits actifs, 1992
20	Questionnaire

©Ministre des Approvisionnement et Services Canada 1993

N° de cat. M22-115/1993
ISBN 0-662-59645-5

SOMMAIRE STATISTIQUE DE L'ACTIVITÉ
PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS

LES TERRES DOMANIALES

(1992)

Document communiqué en vertu de la Loi sur l'accès à l'information



Energie, Mines et
Ressources Canada

Energy, Mines and
Resources Canada

Canada

CAI
MS
-F 64

Government
Publications

FRONTIER LANDS

OIL AND GAS STATISTICAL OVERVIEW

1993



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada

Canada

©Minister of Supply and Services Canada 1994

Cat. No. M22-115/1994
ISBN 0-662-61036-9

TABLE OF CONTENTS

	Page
Preface	2
Introduction	3
C��nada's Frontier Lands (map)	5
Highlights	6
Frontier Lands Statistical Summary 1993	
Activity Status on Frontier Lands	7
Wells Drilled on Frontier Lands	7
Frontier Lands Resource Inventory	8
Oil and Gas Production on Frontier Lands	8
Oil Production on Frontier Lands 1983-1993	9
Gas Production on Frontier Lands 1983-1993	9
Discovered Oil Resources on Frontier Lands	10
Discovered Gas Resources on Frontier Lands	10
Frontier Lands Holdings at Year-End	11
Lands Active on Frontier Lands	11
Land Status at Year-End	12
Licences Concluded in 1993	12
Petroleum-Related Employment on Frontier Lands	13
Petroleum Expenditures on Frontier Lands	13
East Coast Offshore	
Statistical Summary	14
Map - Active Wells, 1993	15
Client Questionnaire	16

PREFACE

The purpose of this document is to provide up-to-date statistics on frontier oil and gas activities. This is the third annual overview produced by the Frontier Lands Management Branch (FLMB) of Natural Resources Canada (NRCan). FLMB was created to assist the Minister of NRCan in managing the national interest in the joint management regimes that have been established on the frontier lands.

We would like to thank the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, the National Energy Board, the Department of Indian Affairs and Northern Development and the oil and gas industry for providing us with statistics. We would also like to extend our gratitude to all those at NRCan who were instrumental in the preparation of this overview.

As part of FLMB's continuing effort to improve our future annual overviews, we invite you to take a few minutes to complete the questionnaire at the back of this document.

INTRODUCTION

Canada's frontier lands consist of the onshore and offshore areas outside the provinces which fall under the authority of the federal government. These lands, some 10.2 million square kilometres, include the Northwest Territories, as well as offshore areas off the East and West coasts, and in the North.

The Frontier Energy Policy Statement of 1985 forms the basis for the current regulatory framework for all oil and gas activities on the frontier lands.

The current management system for frontier lands oil and gas activity has evolved over the years since the signing of the *Atlantic Accord* in 1985. At present, the frontier lands system can be divided into two areas: Non-Accord and Accord Areas.

Non-Accord Areas

In Non-Accord areas, responsibility for frontier oil and gas activity is divided between the ministers of NRCan and of Indian Affairs and Northern Development (IAND). The former is responsible for the West Coast, Hudson Bay and the Gulf of St. Lawrence and the latter is responsible for the Mainland Territories, the Beaufort Sea and the Arctic Islands (i.e. North of 60°).

Frontier oil and gas activities in these areas are managed under the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) and the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA). The COGOA provides for the technical regulation of oil and gas drilling and production, in particular safety and environmental regulation. The CPRA provides for the regulation of the ownership of frontier oil and gas resources, encompassing matters such as the administration of rights to explore for and produce petroleum, royalties and industrial benefits.

The National Energy Board regulates oil and gas activities under the COGOA in all these areas on behalf of the Ministers of NRCan and IAND. The responsibility for the administration of rights and benefits under the CPRA is carried out by IAND in the North, and NRCan for the rest of the Non-Accord areas.

Accord Areas

In Accord areas, which to date comprise the Newfoundland and Nova Scotia offshore areas, the responsibility for the management of oil and gas activity is jointly shared by the NRCan Minister and the Minister responsible for Energy for the respective provinces. The administrative regime for managing rights and for regulating oil and gas activities is contained in the federal *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*, the *Canada-Nova Scotia Petroleum Resources Accord Implementation Act* and in corresponding provincial Accord Implementation Acts. All of these Accord Acts incorporate the COGOA and the CPRA.

Under the Accord Implementation Acts, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB) and the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB) manage oil and gas activity on behalf of the Ministers.

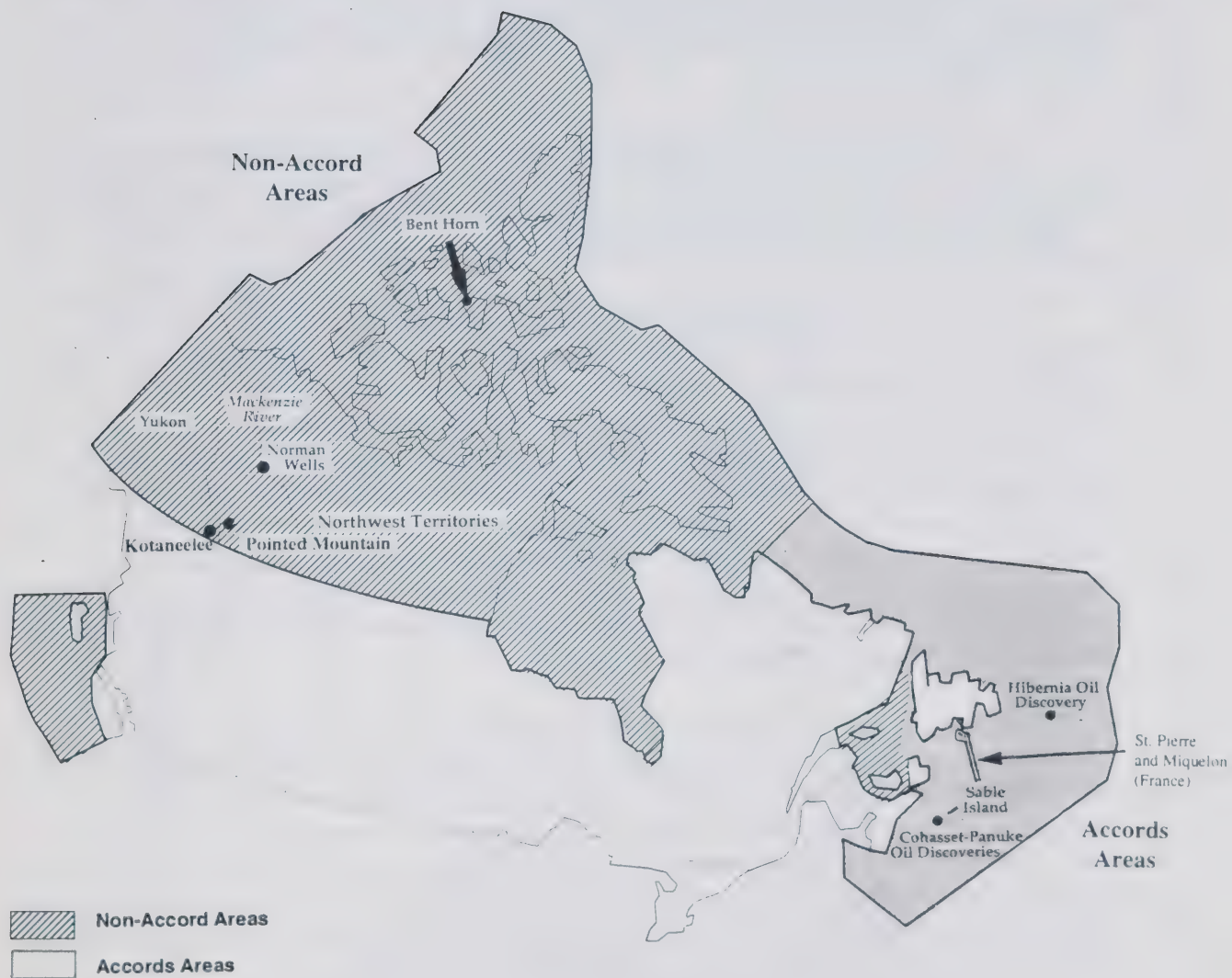
The CNOPB and CNSOPB are independent Boards, in that their staff are neither federal nor provincial civil servants. However, certain key decisions of these Boards, referred to in the Accord Implementation Acts as "fundamental decisions", are subject to review by the federal and provincial ministers. The ministers are advised on fundamental decisions, as well as on Board management issues such as budgets and appointments, by their respective departments: NRCan, the Newfoundland Department of Mines and Energy, and the Nova Scotia Department of Natural Resources.

Legislative Amendment

In Non-Accord areas, the Ministers of NRCan and IAND are responsible for amending and/or developing legislation and regulations under the CPRA and COGOA which affect industry operations.

In Accord areas, both the federal and provincial governments must agree on any amendment to the Accord Implementation Acts, including those sections of the Accord Acts incorporating the COGOA and the CPRA.

CANADA'S FRONTIER LANDS



HIGHLIGHTS

During 1993, exploration activity continued at a low level on the frontier lands. Three geophysical programs were run this year: two in the North, and one in Western Newfoundland. No exploratory wells were drilled on frontier lands. However, ten development wells were spudded and completed at Cohasset, and several previously drilled wells in the North were re-entered for proper abandonment.

In January, the *Newfoundland Offshore Petroleum Drilling Regulations* were promulgated by the Government of Canada. These regulations set out the requirements which operators must follow to undertake drilling operations in the Newfoundland offshore area.

In May, the Cohasset Development project commenced its second year of production and received approval from the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board for year-round production. During the year, the Cohasset and Panuke fields produced approximately 6.3 million barrels of high quality crude oil.

In June, the *Canadian Ownership Requirement Repeal Act* was proclaimed. The Act amends three pieces of federal legislation: the *Canada Petroleum Resources Act*, the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* and the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*. The Act eliminates the minimum 50 percent Canadian ownership requirement for the issuance of frontier oil and gas production licences, and the Ministerial review and approval of transfers of ownership in a frontier oil and gas production licence or share therein. In addition, the Act repeals provisions which allowed individuals to hold production licences and the related Canadian residency requirements for such individuals. The Newfoundland and Nova Scotia governments have proclaimed similar legislation to amend the provincial versions of the Accord Acts.

In August, the *Nova Scotia Offshore Revenue Account Regulations* were promulgated pursuant to the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*. Under the Regulations, the NRCan Minister makes payments to Nova Scotia in accordance with the revenue sharing provisions of the Act. These revenues include royalties, forfeitures, fees, corporate income tax, sales tax and insurance premiums tax. Total payments for the year to Nova Scotia under the regulations amounted to \$23.8 million. This amount represents the total revenues collected from offshore oil and gas activities since 1982.

FRONTIER LANDS

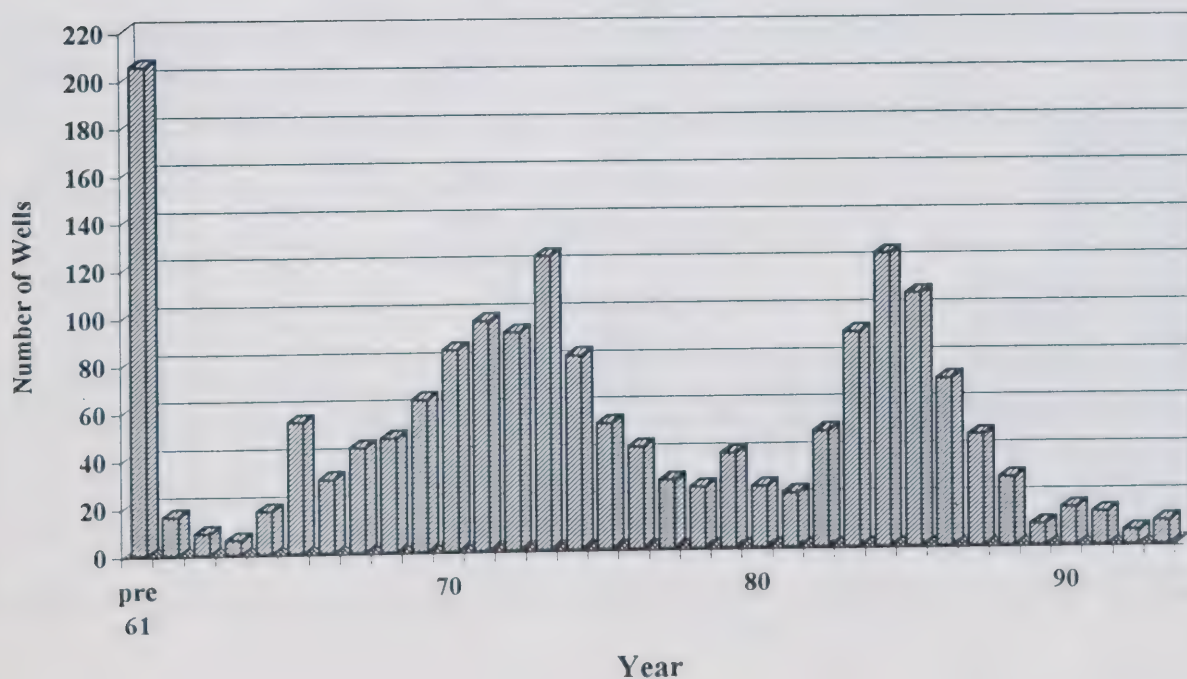
Statistical Summary, 1993

ACTIVITY STATUS ON FRONTIER LANDS

	1989	1990	1991	1992	1993
Licences (ELs/SDLs/PLs) ¹ Concluded	15	70	34	9	2
Wells Spudded Metres Drilled	12 27 014	13 18 903	16 35 069	3 10 731	10 22 844
Wells Terminated Significant Discoveries	10 4	15 6	14 1	6 0	10 0
Geophysical Programs Run Reflection Seismic km	21 21 587	19 23 684	19 17 015	6 2 197	3 340
¹ Includes Exploration Licences (ELs), Significant Discovery Licences (SDLs) and Production Licences (PLs).					

WELLS DRILLED ON FRONTIER LANDS

(pre-1961 to 1993)



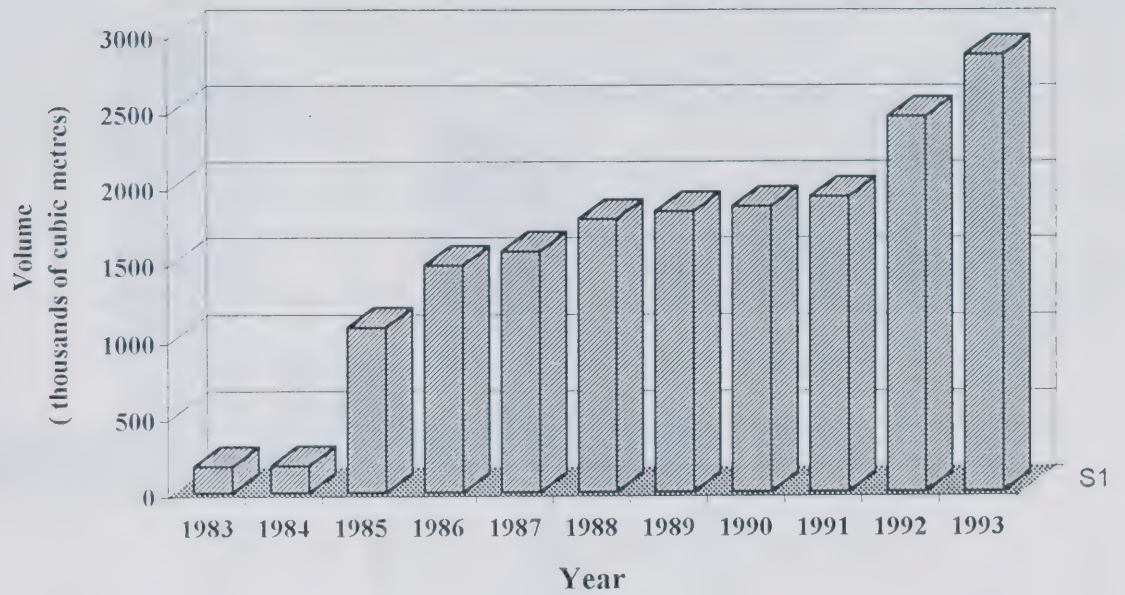
FRONTIER LANDS RESOURCE INVENTORY

	Oil ¹		Gas	
	Discovered (millions of m ³)	Potential ²	Discovered (billions of m ³)	Potential ²
West Coast	-	50	-	270
Mainland Territories	39	95	34.6	312
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	240	1112	359.5	1918
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	873	416	3156
Hudson Bay	-	127	-	88
Newfoundland Offshore	308	894	233	1649
Scotian Shelf/Slope	24	171	152	512
Total	677	3322	1195.1	7905
¹ Includes condensate.				
² Includes discovered and potential undiscovered resources.				

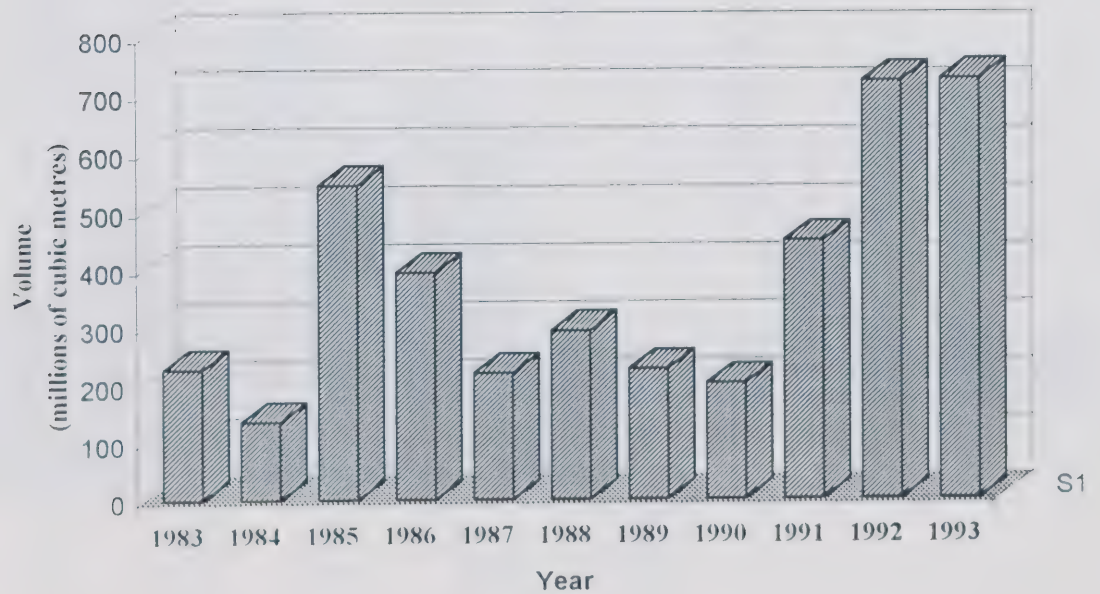
OIL AND GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS

	1989	1990	1991	1992	1993
Oil Production (thousands of m³)					
Norman Wells	1789	1841	1894	1850	1790
Bent Horn	43.4	24	32.5	28.2	56.9
Panuke	-	-	-	577	489
Cohasset	-	-	-	-	527
Gas Production (millions of m³)					
Pointed Mountain	96	74	90	87	99.6
Norman Wells	129	126	130	128	133.6
Kotaneelee	-	-	227	507	492.3

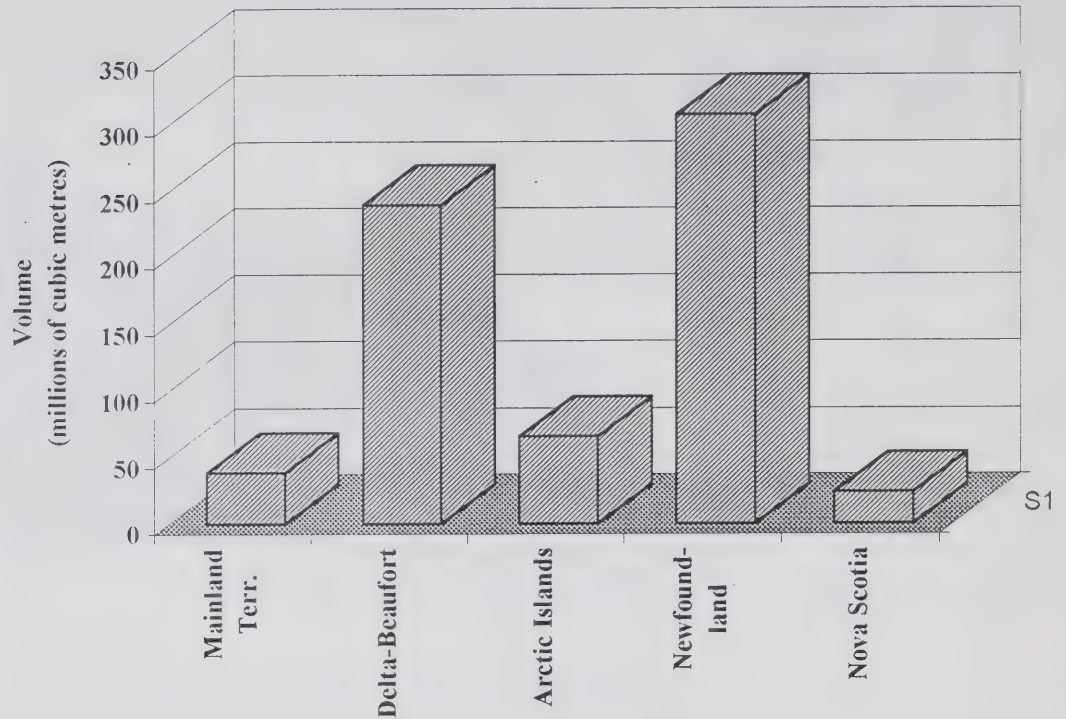
OIL PRODUCTION ON FRONTIER LANDS



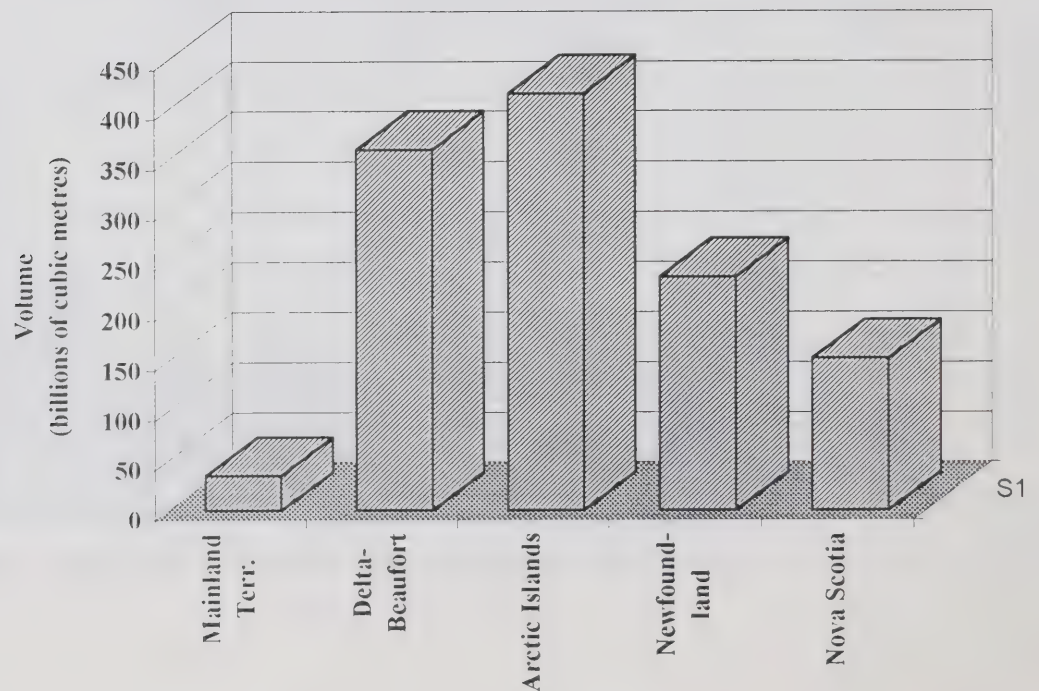
GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS



DISCOVERED OIL RESOURCES ON FRONTIER LANDS



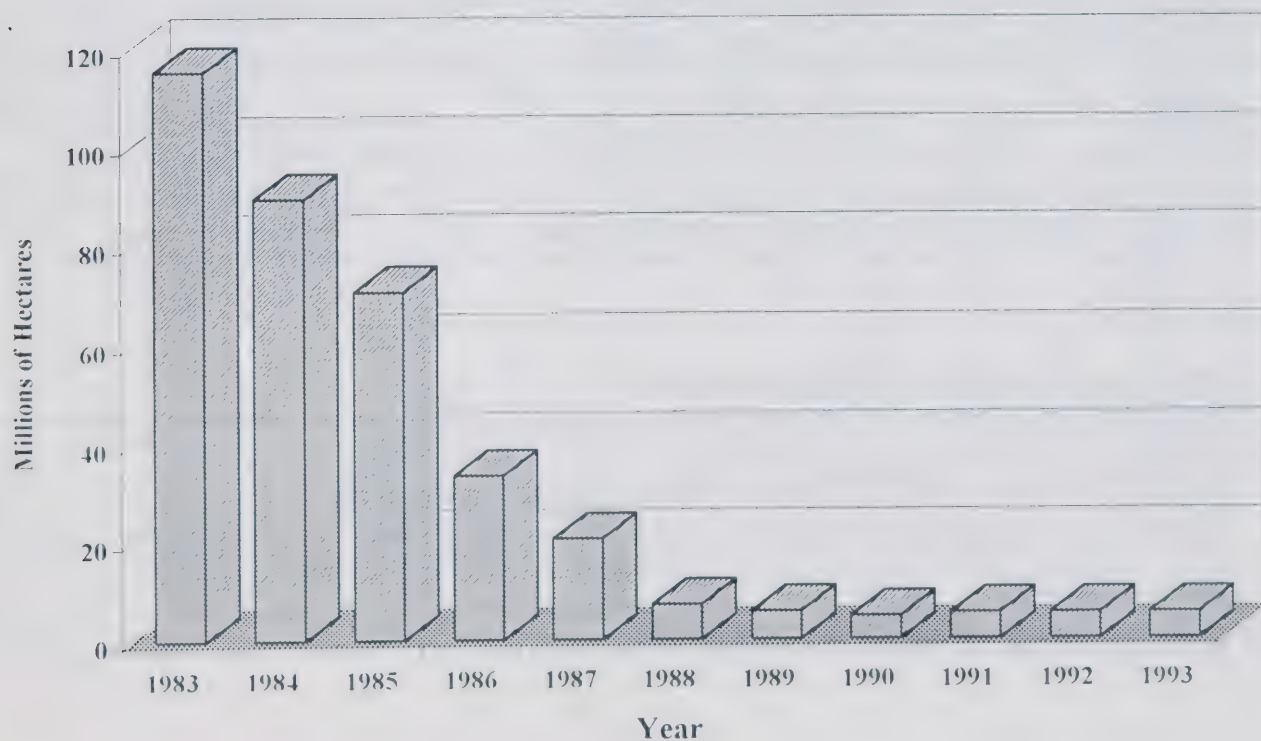
DISCOVERED GAS RESOURCES ON FRONTIER LANDS



FRONTIER LANDS HOLDINGS AT YEAR-END

	1989	1990	1991	1992	1993
Number of Licences Active (ELs/SDLs/PLs)	149	221	245	245	244
Lands Issued (millions of ha)	0.56	0.35	2.1	0.52	0
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	2.37	1.42	1.44	0.45	0.03
Lands Active (millions of ha)	5.69	4.6	5.27	5.30	5.27

LANDS ACTIVE ON FRONTIER LANDS (ELs, SDLs, PLs)



LANDS STATUS AT YEAR-END

	Active Licences ¹	Lands Relinquished or Surrendered	Lands Issued (millions of ha)	Lands Active	Pending Lands ²
Mainland Territories	53	-	-	.2	.5
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	73	-	-	1.1	-
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	23	-	-	1.3	2.5
Hudson Bay	-	-	-	-	1.4
Newfoundland Offshore	59	-	-	2.547	2.0
Nova Scotia Offshore	35	.030	-	.112	3.36
Gulf of St. Lawrence	1	-	-	.015	-
West Coast	-	-	-	-	8.7
Total	244	.030	-	5.274	18.46

¹ Includes exploration licences, significant discovery licences and production licences.
² 'Pending' includes areas where exploration activity has been suspended: West Coast, Baffin Bay, Georges Bank and St. Pierre and Miquelon.

LICENCES CONCLUDED IN 1993

Operating Company	Licence	Number of Licences	Area (thousands of ha)	Location	Term (years)
Amoco Canada	SDL-113 SDL-114	2	9.4	Beaufort Sea	-

PETROLEUM-RELATED EMPLOYMENT ON FRONTIER LANDS

	Person Months of Work ¹	Canadian	Percent Canadian
Mainland Territories	3670	3670	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	370	370	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	50	50	100
Newfoundland Offshore	59,000	46,020	78
Nova Scotia Offshore	448	400	89.3
Total	63,538	50,510	79.5
¹ Represents approximate number of person months of work created.			

PETROLEUM EXPENDITURES ON FRONTIER LANDS¹

	Exploration	Development ²	Production ³	Total	Canadian	Percent Canadian
	(millions of \$)					
Mainland Territories	5.45	-	5.6	11.05	11.05	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	3.96	-	-	3.96	3.96	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	0.4	-	-	0.4	0.4	100
Newfoundland Offshore	0.1	880	-	880.1	660	75
Nova Scotia Offshore	-	-	152.8	152.8	81.8	53.5
Total	9.91	880	158.4	1048.31	757.21	72.2
¹ Estimates.						
² Includes all expenditures undertaken to develop an oil/gas field up to the time of production.						
³ Includes expenditures made after start-up of production.						

EAST COAST OFFSHORE

Statistical Summary, 1993

Map N ^o	Name of Well	Spudded, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
1.	LASMO/NSRL Cohasset CP1	93-05-08 93-06-05	Development Well	2472
2.	LASMO/NSRL Cohasset CP2	93-06-05 93-06-29	Development Well	2337
3.	LASMO/NSRL Cohasset CP3	93-06-30 93-07-29	Development Well	2753
4.	LASMO/NSRL Cohasset CP4	93-07-30 93-08-19	Development Well	2525
5.	LASMO/NSRL Cohasset CP5	93-08-19 93-12-10	Development Well	2605
6.	LASMO/NSRL Cohasset CP6	93-08-24 93-09-16	Plugged & Abandoned	3067
7.	LASMO/NSRL Cohasset CP6A	93-09-16 93-09-30	Plugged & Abandoned	2660
8.	LASMO/NSRL Cohasset CP6B	93-10-06 93-10-23	Development Well	2595
9.	LASMO/NSRL Cohasset CP7	93-10-24 93-11-21	Plugged & Abandoned	3376
10.	LASMO/NSRL Cohasset CP7A	93-12-11 93-12-28	Development Well	2694
<i>In 1993, the wells drilled on the East Coast offshore were all development wells.</i>				

EAST COAST OFFSHORE

Active Wells, 1993



FLMB/DGRP

CLIENT QUESTIONNAIRE

1. Which statistical information did you find most useful? Please indicate name of table(s) or graph(s) and page number(s).

2. For what purpose did you use the statistics provided in this document?

3. What other statistics would you like to see included in the overview?

4. Please provide any other comments which you may have on the Frontier Lands Oil and Gas Statistical Overview.

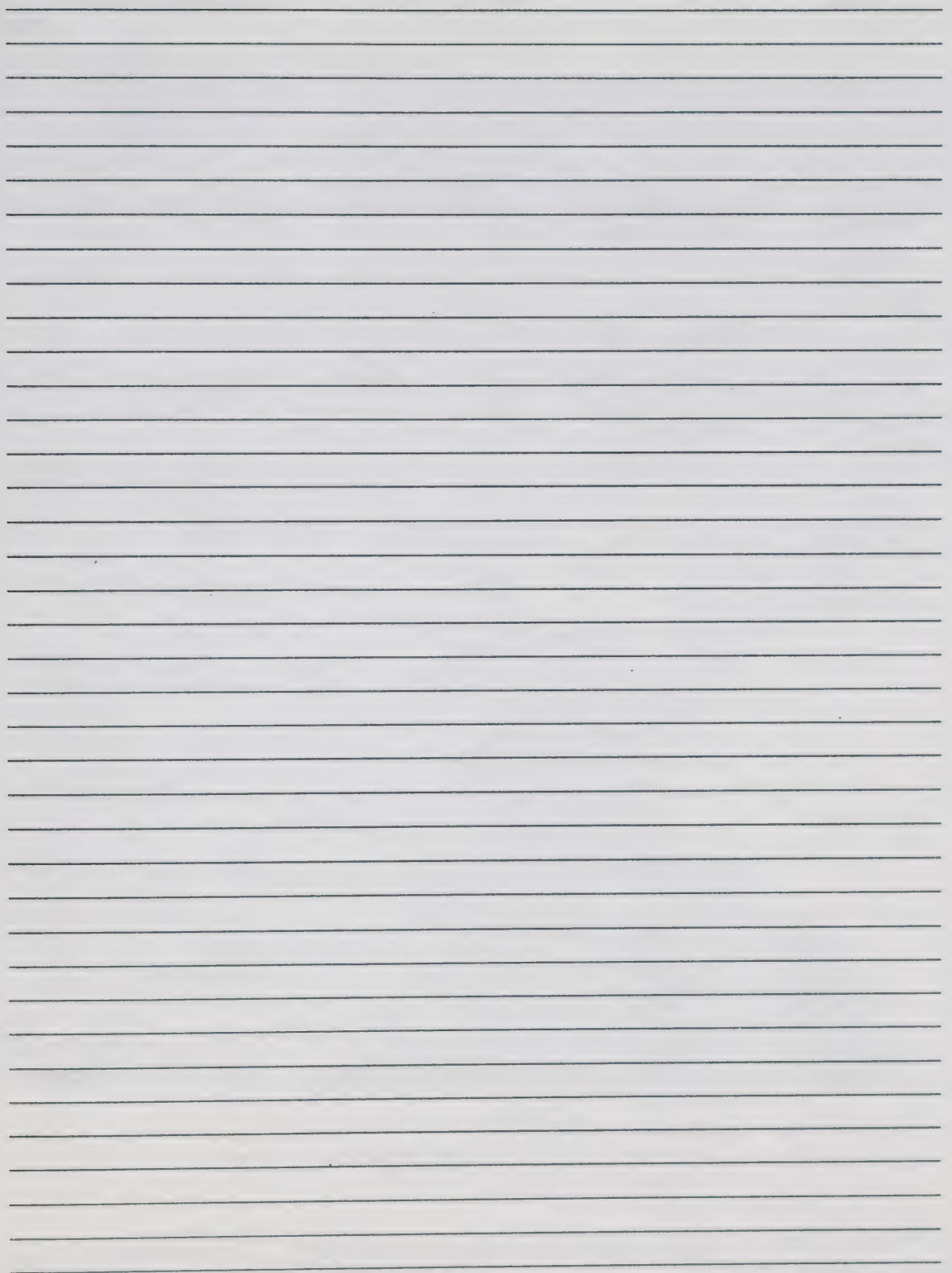
Change of Address Notification

Name and Title: _____
Organization: _____
Address: _____
City: _____ Province: _____ Postal Code: _____

Thank you.

Please send completed questionnaire to:

Frontier Lands Management Branch
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 19th Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
Telephone: (613) 995-0076
Facsimile: (613) 943-2274



QUESTIONNAIRE

1. Quelles statistiques avez-vous jugées les plus utiles?
Prière de préciser le titre et la page des tableaux ou graphiques.

2. À quelles fins avez-vous utilisé les statistiques contenues dans le présent document?

3. Quelles autres statistiques aimeriez-vous voir ajoutées au sommaire?

4. Autres commentaires sur le Sommaire statistique de l'activité pétrolière et gazière dans les terres domaniales:

Avis de changement d'adresse

Nom et titre: _____
Organisation: _____
Adresse: _____
Ville: _____ Province: _____ Code postal: _____

Merci.

Prière de retourner le questionnaire dûment rempli à l'adresse suivante:

Direction de la gestion des régions pionnières
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 19^e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Téléphone: (613) 995-0076
Télécopieur: (613) 943-2274

ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DU CANADA Puits actifs, 1993



ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DU CANADA Résumé statistique, 1993

N° sur la carte	Nom du puits	Début, fin des travaux	Etat ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	LASMO/NSRL Cohasset CP1	93-05-08 93-06-05	Puits de mise en valeur	2472
2.	LASMO/NSRL Cohasset CP2	93-06-05 93-06-29	Puits de mise en valeur	2337
3.	LASMO/NSRL Cohasset CP3	93-06-30 93-07-29	Puits de mise en valeur	2753
4.	LASMO/NSRL Cohasset CP4	93-07-30 93-08-19	Puits de mise en valeur	2525
5.	LASMO/NSRL Cohasset CP5	93-08-19 93-12-10	Puits de mise en valeur	2605
6.	LASMO/NSRL Cohasset CP6	93-08-24 93-09-16	Bouché et abandonné	3067
7.	LASMO/NSRL Cohasset CP6A	93-09-16 93-09-30	Bouché et abandonné	2660
8.	LASMO/NSRL Cohasset CP6B	93-10-06 93-10-23	Puits de mise en valeur	2595
9.	LASMO/NSRL Cohasset CP7	93-10-24 93-11-21	Bouché et abandonné	3376
10.	LASMO/NSRL Cohasset CP7A	93-12-11 93-12-28	Puits de mise en valeur	2694

Tous les puits forés en 1993 dans cette zone étaient des puits de mise en valeur.

**DÉPENSES ENGAGÉES PAR L'INDUSTRIE
PÉTROLIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES¹**

Au Canada (%)	(en millions de dollars)					Partie continentale des Territoires	Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	Zone extracôtière de Terre-Neuve	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	Total
	Mise en valeur ²	Production ³	Total Canada		Au Canada (%)						
100	5,45	-	5,6	11,05	11,05	100	3,96	0,4	0,1	-	9,91
100	-	-	-	3,96	3,96	100			880	-	880
100						100			-	152,8	158,4
100						100			660	81,8	757,21
100						100			75	53,5	72,2
¹ Estimés. ² Comprend les dépenses liées à la mise en valeur du champ pétrolier ou gazier jusqu'au moment de la production. ³ Comprend les dépenses effectuées après le début de la période de production.											

PERMIS CONCLUS EN 1993

Exploitant	Permis	Nombre de Permis	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
Amoco Canada	ADI-113 ADI-114	2	9,4	Mer de Beaufort	-

EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE
ET GAZIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES

	Mois-personnes de travail ¹	Canadiens	Pourcentage de Canadiens
Partie continentale des Territoires	3670	3670	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	370	370	100
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	50	50	100
Zone extracôtière de Terre-Neuve	59 000	46 020	78
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	448	400	89,3
Total	63 538	50 510	79,5

¹ Représente le nombre approximatif de mois-personnes créés.

ETAT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE

Partie continentale des Territoires	Pernis en vigueur ¹	(en million d'hectares)			
		Parcelles rétrocédées ou abandonnées	Parcelles attribuées	Parcelles détenues par les sociétés	Parcelles en attente ²
	53	-	-	0,2	0,5
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	73	-	-	1,1	-
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	-	-	1,3	2,5
Baie d'Hudson	-	-	-	-	1,4
Zone extracôtière de Terre-Neuve	59	-	-	2,547	2,0
Zone extracôtière de la Nouvelle-Ecosse	35	0,03	-	0,112	3,36
Golfe du Saint-Laurent	1	-	-	0,015	-
Côte ouest	-	-	-	-	8,7
Total	244	0,03	-	5,274	18,46

¹ Y compris les permis de prospection (PP), les attestations de découverte importante (ADI) et les licences de production (LP).

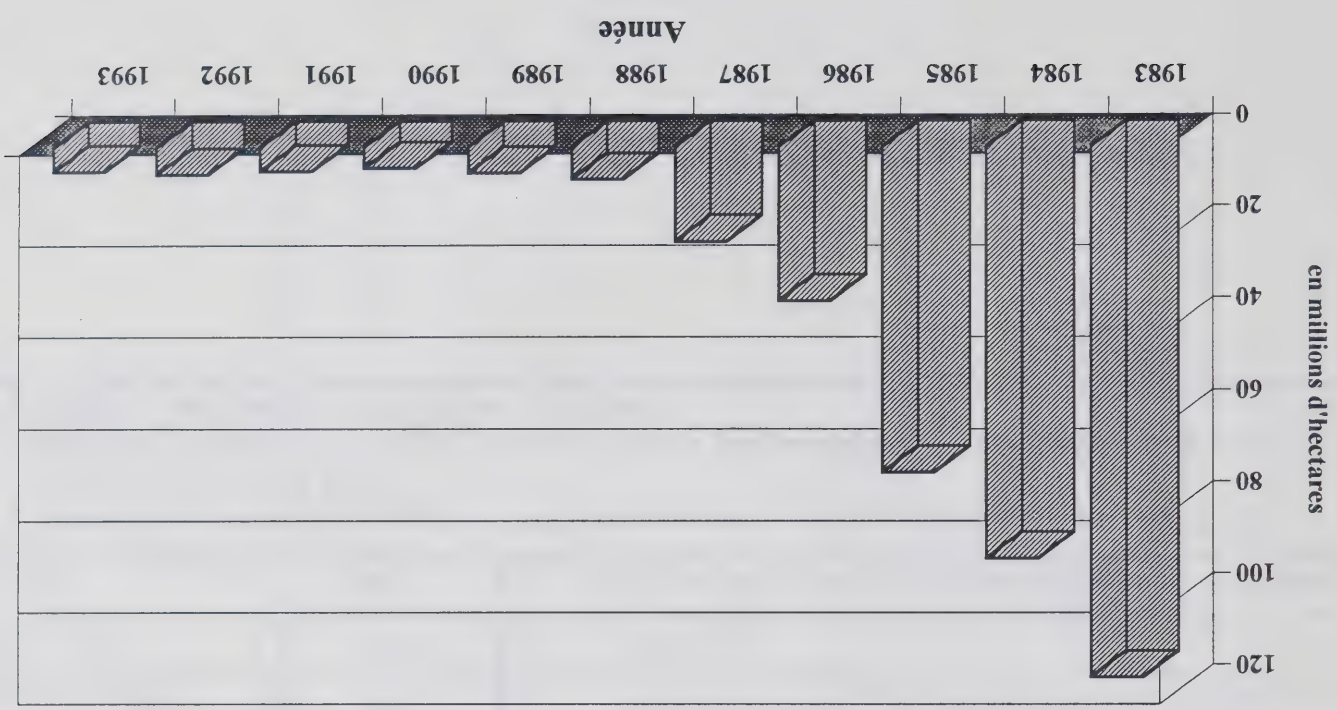
² «En attente» comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendus : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges et St. Pierre et Miquelon.

AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES À LA FIN DE L'ANNÉE

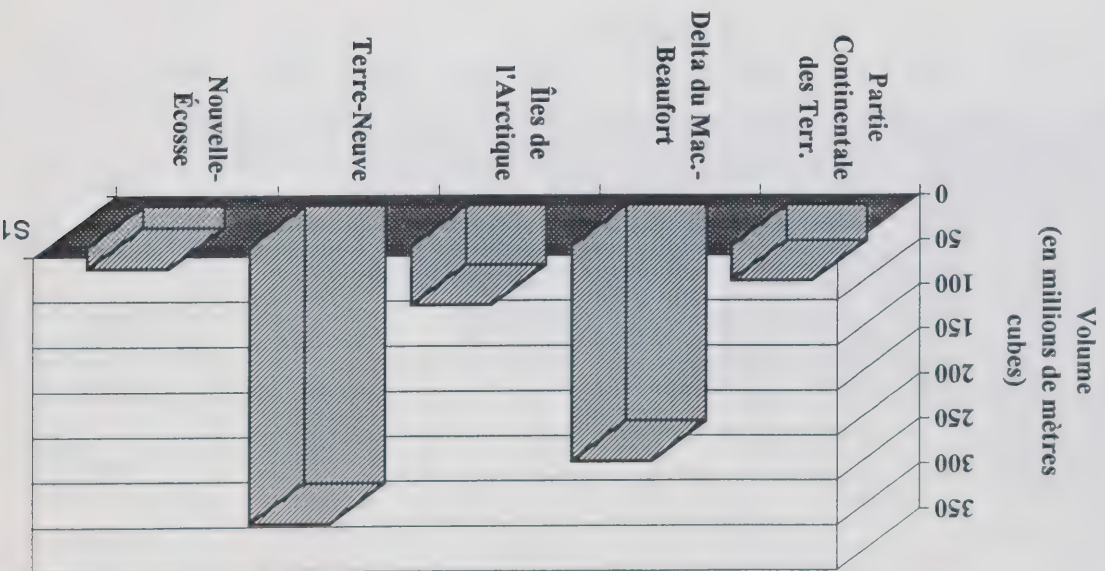
	1989	1990	1991	1992	1993
Nombre de permis en vigueur (PP, ADI, LP)	149	221	245	245	244
Parcelles attribuées (en millions d'hectares)	0,56	0,35	2,1	0,52	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	2,37	1,42	1,44	0,45	0,03
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	5,69	4,6	5,27	5,30	5,27

PARCELLES DÉTENUES PAR DES SOCIÉTÉS DANS LES TERRES DOMANIALES

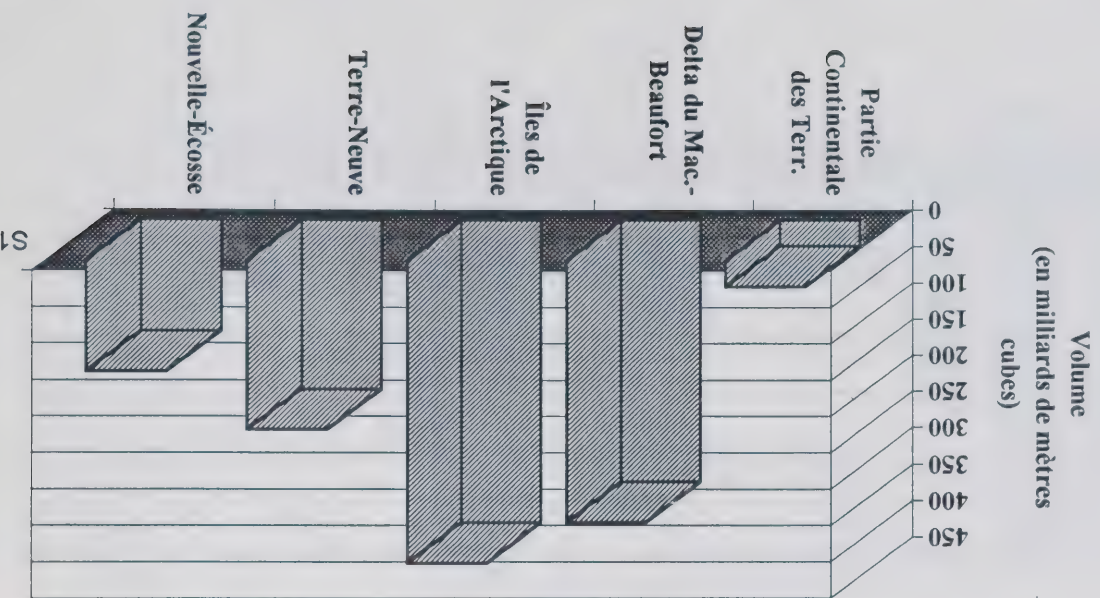
(PP, ADI, LP)



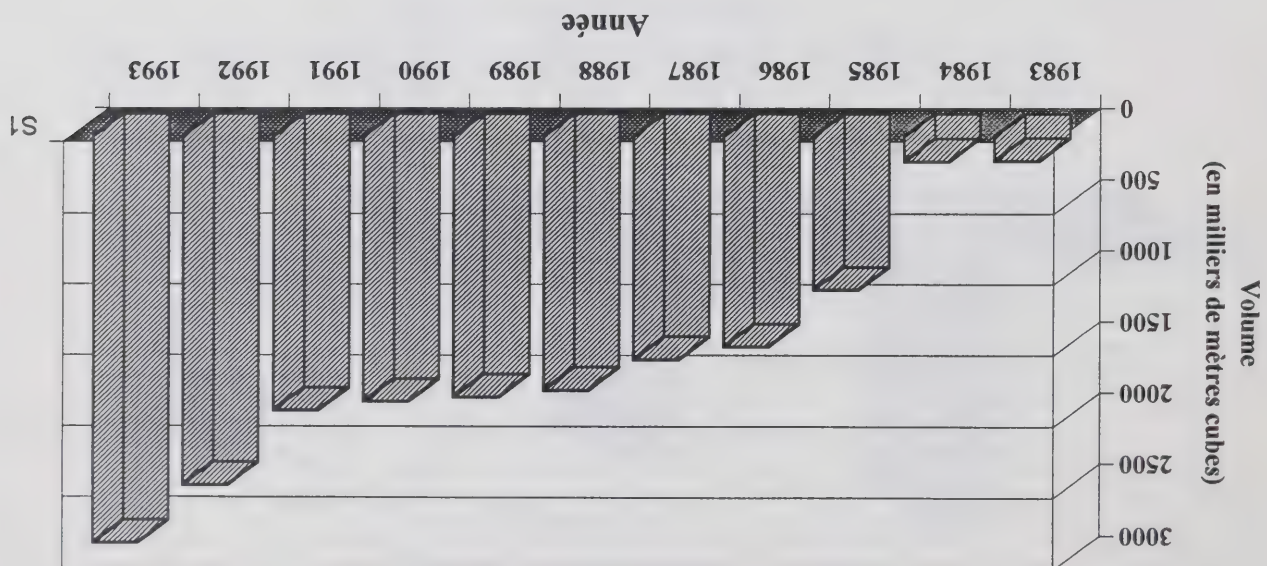
RÉSERVES DE PÉTROLE DÉCOUVERTES DANS LES TERRES DOMANIALES



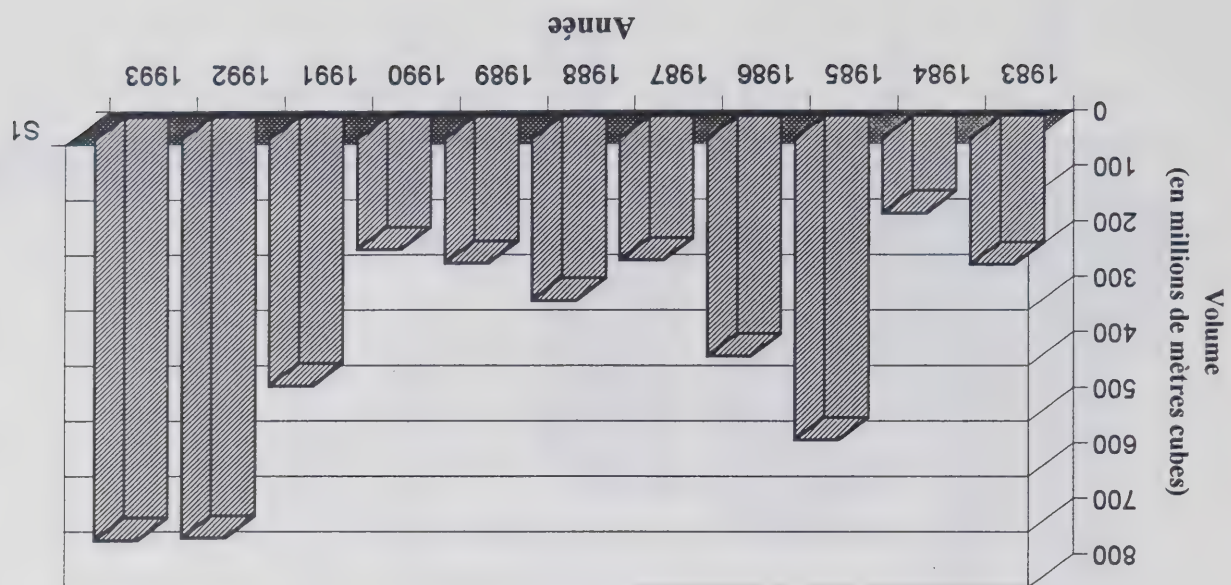
RÉSERVES DE GAZ NATUREL DÉCOUVERTES DANS LES TERRES DOMANIALES



DOMANIALES PRODUCTION DE PÉTROLE DANS LES TERRES



DOMANIALES PRODUCTION DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES



Pétrole¹ Gaz naturel

	Pétrole ¹		Gaz naturel	
	Découvertes ²	Potentielles ²	Découvertes ²	Potentielles ²
	(en millions de m ³)		(en milliards de m ³)	
Côte ouest	-	50	-	270
Partie continentale des Territoires	39	95	34,6	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	1 112	359,5	1 918
Iles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	66	873	416	3 156
Baie d'Hudson	-	127	-	88
Zone extracôtière de Terre-Neuve	308	894	233	1 649
Plate-forme Néo-Ecossaise/Pente Scotian	24	171	152	512
Total	677	3 322	1 195,1	7 905

¹ Y compris les condensats.
² Y compris les ressources découvertes et le potentiel des ressources non découvertes.

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ
 NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES

Production de pétrole (en milliers de m ³)					
1989	1990	1991	1992	1993	
Norman Wells	1 789	1 841	1 894	1 850	1 790
Bent Horn	43,4	24	32,5	28,2	56,9
Panuke	-	-	-	577	489
Cohasset	-	-	-	-	527
Production de gaz (en millions de m ³)					
Pointed Mountain	96	74	90	87	99,6
Norman Wells	129	126	130	128	133,6
Kotanelee	-	-	227	507	492,3

TERRES DOMANIALES

Résumé statistique, 1993

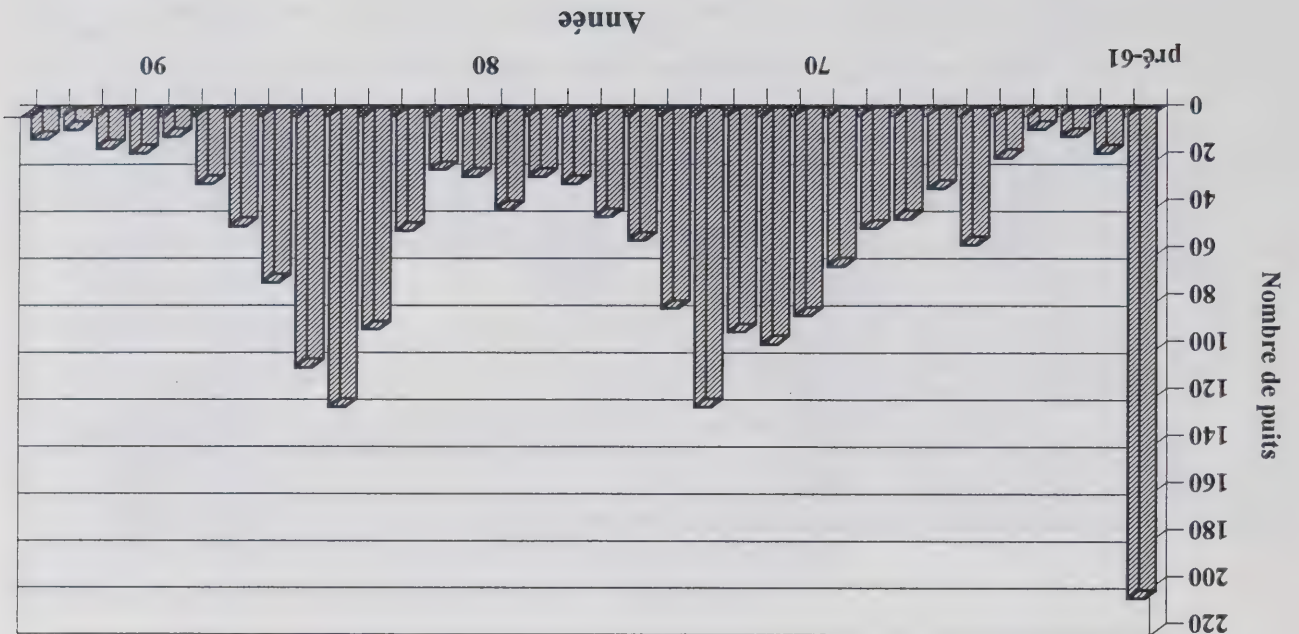
BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES

	1989	1990	1991	1992	1993
Permis (PP, ADI, LP) conclus ¹	15	70	34	9	2
Puits entamés	12	13	16	3	10
Mètres forés	27 014	18 903	35 069	10 731	22 844
Puits achevés	10	15	14	6	10
Découvertes importantes	4	6	1	0	0
Travaux géophysiques exécutés	21	19	19	6	3
Levés de sismique-réflexion (km)	21 587	23 684	17 015	2 197	340

¹ Y compris les permis de prospection (PP), les attestations de découverte importante (ADI), et les licences de production (LP).

PUITS FORÉS SUR LES TERRES DOMANIALES

(pré-1961 à 1993)



FAITS SAILLANTS

Au cours de 1993, les activités d'exploration sur les terres domaniales se sont poursuivies au ralenti. Trois programmes géophysiques étaient en cours: deux dans le nord et un dans l'ouest de Terre-Neuve. Aucun puits d'exploration n'a été creusé sur les terres domaniales. On a toutefois commencé à forer dix puits d'exploitation à Cohasset; dans le nord, on a repris plusieurs puits afin de prendre les dispositions nécessaires à leur abandon.

En janvier, le gouvernement du Canada a promulgué le *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, qui énonce les règles que doivent suivre les opérateurs lorsqu'ils entreprennent des travaux de forage dans la région au large des côtes de Terre-Neuve.

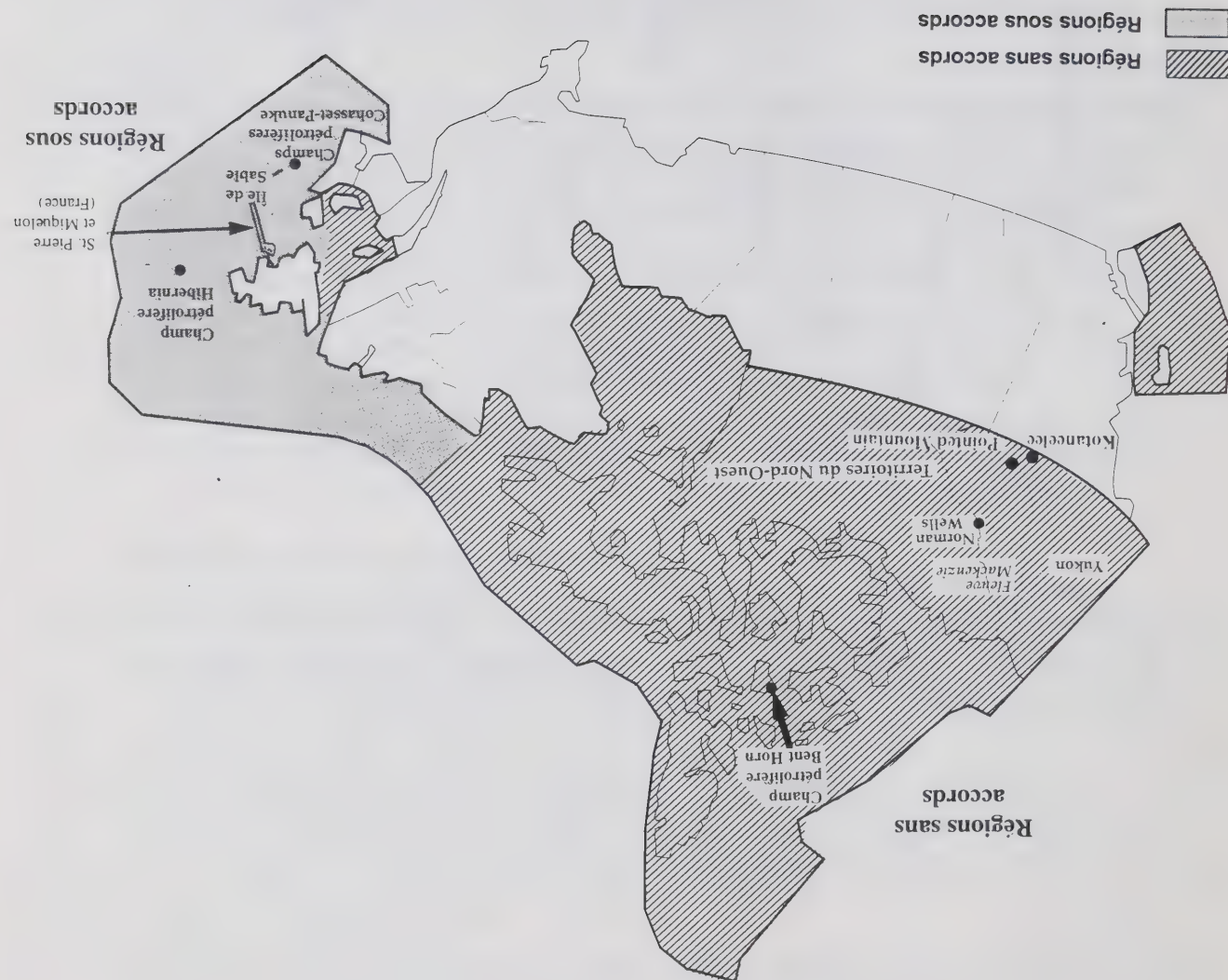
En mai, les responsables du projet de développement de Cohasset ont entrepris leur deuxième année de production et ont reçu de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures l'autorisation de produire toute l'année. Au cours de l'année, les champs de Cohasset et de Panuke ont produit environ 6,3 millions de barils de pétrole brut d'excellente qualité.

En juin, on a proclamé la *Loi abrogeant les exigences en matière de participation canadienne*, qui amendait trois textes législatifs: la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve* et la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*. La loi supprime l'exigence d'une participation minimale de 50 % pour l'émission de licences de production de pétrole et de gaz dans les terres domaniales ainsi que l'examen et l'approbation du Ministre pour le transfert de propriété d'une licence de production de gaz ou de pétrole ou d'une partie d'une telle licence. De plus, la Loi annule les dispositions permettant à des particuliers de détenir des licences de production ainsi que les exigences quant au statut de résident imposées à ces personnes. Les gouvernements de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse ont adopté des lois semblables qui modifient leur version des lois sur l'Accord.

En août, on a promulgué le *Règlement sur le Compte néo-écossais des recettes extracôtiers*, en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve*. Aux termes du règlement, la ministre de RNCan fait des paiements à la Nouvelle-Écosse conformément aux dispositions de partage des recettes contenues dans la Loi. Ces recettes proviennent des redevances, des droits, des impôts sur le revenu des sociétés, des taxes de vente et des taxes sur les primes. La somme des paiements à la Nouvelle-Écosse pour l'année s'est élevée à 23,8 millions de dollars. Ce montant représente le total des revenus provenant des activités liées au gaz et au pétrole au large des côtes depuis 1982.

TERRRES DOMANIALES DU CANADA

- 5 -



Dans les régions couvertes par un accord, qui à ce jour comprenaient les zones extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, la responsabilité de la gestion des activités pétrolières et gazières est partagée par la ministre de RNCan et le ministre responsable de l'énergie dans chacune des deux provinces susmentionnées. Le cadre administratif de gestion des droits et de réglementation des activités pétrolières et gazières est défini dans la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtières*, de même que dans les lois provinciales de mise en œuvre des accords. Toutes ces lois de mise en œuvre intègrent les dispositions de la LOPC et de la LFH.

En vertu des lois de mise en œuvre, l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtières (OCTHE) et l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtières (OCNHE) assurent la gestion des activités pétrolières et gazières au nom des ministres concernés.

L'OCTHE et l'OCNHE sont des organismes indépendants, étant donné que leurs employés ne sont pas des fonctionnaires fédéraux ni provinciaux. Toutefois, certaines des principales décisions des offices, appelées «décisions fondamentales» dans les lois de mise en œuvre, peuvent être soumises à l'approbation des ministres fédéral et provinciaux. Ceux-ci sont mis au courant des décisions fondamentales, de même que des questions liées à la gestion des offices (p. Ex. : budgets et nominations) par leurs ministères respectifs : RNCan, ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve ou ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse.

Modifications législatives

Dans les régions non couvertes par un accord, les ministres de RNCan et du AINC sont responsables, en vertu de la LFH et de la LOPC, de modifier et/ou d'élaborer des lois et des règlements touchant les activités industrielles.

Dans les régions couvertes par un accord, les gouvernements fédéral et provinciaux doivent s'entendre sur toute modification proposée aux lois de mise en œuvre, y compris aux sections reprenant les dispositions de la LOPC et de la LFH.

INTRODUCTION

Les terres domaniales du Canada comprennent les zones terrestres et extracôtières qui se trouvent à l'extérieur des limites provinciales et qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral. Ces terres, qui comptent quelque 10,2 millions de kilomètres carrés, englobent les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon, de même que les zones extracôtières au large des côtes ouest et est ainsi que le Nord.

Le cadre réglementaire actuel des activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales s'inspire de la Politique énergétique concernant les régions pionnières établies en 1985.

Le système de gestion actuel des activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales a évolué depuis 1985, année de la signature de l'*Accord atlantique*. À l'heure actuelle, les terres domaniales peuvent être divisées en deux régions, soit celles qui sont couvertes par un accord et celles qui ne le sont pas.

Régions non couvertes par un accord

Dans les régions non couvertes par un accord, la responsabilité des activités pétrolières et gazières est partagée par les ministères des Ressources naturelles Canada (RNCan) et des Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC). Le premier est responsable de la côte ouest, de la baie d'Hudson et du golfe du Saint-Laurent, et le second est responsable de la partie continentale des Territoires, de la mer de Beaufort et des îles de l'Arctique (au nord du 60^e parallèle).

Les activités pétrolières et gazières dans ces régions sont gérées en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH). La LOPC définit la réglementation technique associée au forage et à la production d'hydrocarbures, notamment les règlements sur la sécurité et l'environnement. La LFH traite de la propriété des ressources pétrolières et gazières en terres domaniales, abordant des aspects tels que l'administration des droits de prospection et de production pétrolières, les redevances et les retombées industrielles.

L'Office national de l'énergie réglemente les activités pétrolières et gazières couvertes par la LOPC dans toutes les régions mentionnées au nom des ministères de RNCan et du AINC. La responsabilité relative à l'administration des droits et des retombées, dont il est question dans la LFH, est assumée par les AINC dans le Nord et par RNCan dans les autres régions non couvertes par un accord.

AVANT-PROPOS

Le présent document a pour objet de fournir des statistiques à jour sur les activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales. Il s'agit du troisième sommaire statistique annuel produit par la Direction de la gestion des régions pionnières (DGRP) du ministère des Ressources naturelles. La DGRP a été créée pour aider la Ministre à gérer l'intérêt national dans les régimes de gestion mixte qui ont été établis à l'égard des terres domaniales.

Nous tenons à remercier l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office national de l'énergie, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que l'industrie du pétrole et du gaz de nous avoir fournis des statistiques. Nous remercions aussi tous les employés du Ministère qui ont joué un rôle instrumental dans l'élaboration de ce sommaire.

Dans la foulée des efforts déployés par la DGRP en vue d'améliorer ses prochains sommaires annuels, nous vous invitons à prendre quelques minutes pour répondre au questionnaire se trouvant à la fin du document.

TABLE DES MATIÈRES

Page	
2	Avant-propos
3	Introduction
5	Terres domaniales du Canada (carte)
6	Faits saillants
	Terres domaniales, Résumé statistique, 1993
7	Bilan des activités dans les terres domaniales
7	Puits forés sur les terres domaniales
8	Bilan des réserves des terres domaniales
8	Production de pétrole et de gaz naturel dans les terres domaniales
9	Production de pétrole dans les terres domaniales 1983-1993
9	Production de gaz naturel dans les terres domaniales 1983-1993
10	Réserves de pétrole découvertes dans les terres domaniales
10	Réserves de gaz naturel découvertes dans les terres domaniales
11	Avoirs fonciers dans les terres domaniales
11	à la fin de l'année
11	Parcelles détenues par des sociétés dans les terres domaniales
12	Etat des parcelles à la fin de l'année
13	Permis conclus en 1993
13	Emplois liés à l'activité pétrolière et gazière
13	dans les terres domaniales
14	Dépenses engagées par l'industrie pétrolière
14	dans les terres domaniales
	Zone extracôtière de l'est du Canada
15	Résumé statistique, 1993
16	Carte - puits actifs, 1993
17	Questionnaire

©Ministre des Approvisionnement et Services Canada 1994

N° de cat. M22-115/1994
ISBN 0-662-61036-9



LES TERRES DOMANIALES

(1993)

SOMMAIRE STATISTIQUE DE L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS

Document de la Commission royale d'enquête sur l'énergie, volume 1, chapitre 1, page 1-1

CAI
MS
-F 64

FRONTIER LANDS

OIL AND GAS STATISTICAL OVERVIEW

1994



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada

Canada

©Minister of Supply and Services Canada 1995

Cat. No. M22-115/1994
ISBN 0-662-61787-8

TABLE OF CONTENTS

	Page
Preface	2
Introduction	3
Canada's Frontier Lands (map)	5
Highlights	6
Frontier Lands Statistical Summary 1994	
Activity Status on Frontier Lands	8
Wells Drilled on Frontier Lands	8
Frontier Lands Resource Inventory	9
Oil and Gas Production on Frontier Lands	9
Oil Production on Frontier Lands 1984-1994	10
Gas Production on Frontier Lands 1984-1994	10
Discovered Oil Resources on Frontier Lands	11
Discovered Gas Resources on Frontier Lands	11
Frontier Lands Holdings at Year-End	12
Lands Active on Frontier Lands	12
Land Status at Year-End	13
Licences Concluded in 1994	13
Employment Related to Petroleum Activities on Frontier Lands . .	14
Petroleum Expenditures on Frontier Lands	14
East Coast Offshore	
Statistical Summary, 1994	15
Map - Active Wells, 1994	15
Mainland Territories	
Statistical Summary, 1994	16
Map - Active Wells, 1994	17
Client Questionnaire	18

PREFACE

The purpose of this document is to provide up-to-date statistics on frontier oil and gas activities. This annual overview is produced by the Frontier Lands Management Division (FLMD) of Natural Resources Canada (NRCan). FLMD assists the Minister of NRCan in managing the national interest in the joint management regimes that have been established on the frontier lands.

We would like to thank the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB), the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB), the National Energy Board (NEB), the Department of Indian Affairs and Northern Development (IAND) and the oil and gas industry for providing us with statistics. We would also like to extend our gratitude to all those at NRCan who were instrumental in the preparation of this overview.

As part of FLMD's continuing effort to improve our future annual overviews, we invite you to take a few minutes to complete the questionnaire at the back of this document.

INTRODUCTION

Canada's frontier lands consist of the onshore and offshore areas outside the provinces that fall under the authority of the federal government. These lands, some 10.2 million square kilometres, include the Northwest Territories and Yukon, as well as the offshore areas off the East and West coasts, and in the North.

The Frontier Energy Policy Statement of 1985 forms the basis for the current regulatory framework for all oil and gas activities on the frontier lands.

The current management system for frontier lands oil and gas activity has evolved over the years since the signing of the *Atlantic Accord* in 1985. At present, the frontier lands management system can be divided into two areas: Non-Accord and Accord Areas.

Non-Accord Areas

Non-Accord areas consist of the two territories, the western and northern offshore, the Gulf of St. Lawrence and Hudson Bay.

The federal government manages oil and gas activities in these areas under the authority of the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) and the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA). The COGOA provides for the technical regulation of oil and gas drilling and production, in particular safety and environmental regulations. The CPRA provides for the administration of oil and gas resources, including such matters as: rights to explore for and produce petroleum, royalties and industrial benefits.

The NEB regulates all oil and gas activities under the COGOA in these areas.

The administration of rights and benefits under the CPRA is carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of IAND for the territories and northern offshore areas; and by FLMD for the remaining Non-Accord areas.

Accord Areas

In Accord areas, which to date include the Newfoundland and Nova Scotia offshore areas, the responsibility for the management of oil and gas activity is jointly shared by the Minister of NRCan and the Minister responsible for Natural Resources for the respective provinces. The administrative regime for managing rights and for regulating oil and gas activities is contained in the federal *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*, the *Canada-Nova Scotia Petroleum Resources Accord Implementation Act*, and in corresponding provincial Accord Implementation Acts. All of these Accord Acts incorporate the COGOA and the CPRA.

Under the Accord Implementation Acts, the CNOPB and the CNSOPB manage oil and gas activity on behalf of the ministers.

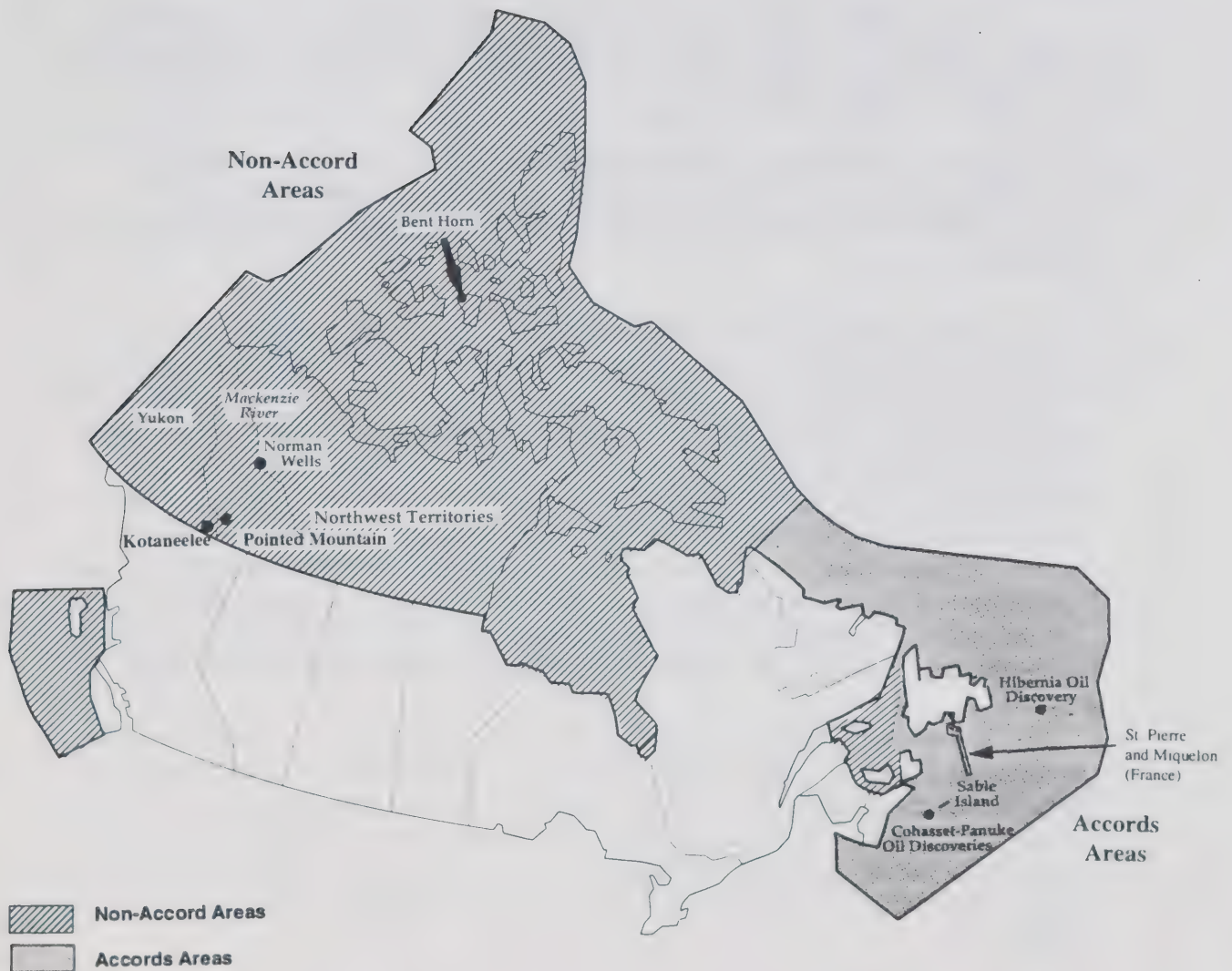
The CNOPB and CNSOPB are independent Boards, in that their staff are neither federal nor provincial civil servants. However, certain key decisions of these Boards, referred to in the Accord Implementation Acts as "fundamental decisions", are subject to review by the federal and provincial ministers. The ministers are advised on fundamental decisions, as well as on Board management issues such as budgets and appointments, by their respective departments: NRCan, the Newfoundland Department of Natural Resources, and the Nova Scotia Department of Natural Resources.

Legislative Amendment

In Non-Accord areas, the ministers of NRCan and IAND are responsible for amending and/or developing legislation and regulations under the CPRA and COGOA.

In Accord areas, both the federal and provincial governments must agree on any amendment to the Accord Implementation Acts, including those sections of the Accord Acts incorporating the COGOA and the CPRA.

CANADA'S FRONTIER LANDS



1994 HIGHLIGHTS

During 1994, activity continued at a low level on frontier lands. Only one geophysical program was carried out in the Newfoundland offshore area. Although no exploratory wells were drilled for the second straight year, two development wells at Cohasset, offshore Nova Scotia, and two delineation wells were drilled in the Cameron Hills area of the Northwest Territories. Two development wells were also drilled in the Pointed Mountain gas field in the southern Northwest Territories. In addition, several previously drilled wells in the north were re-entered for proper abandonment.

Offshore Nova Scotia, the Cohasset and Panuke oil fields are in their third year of production. Approximately 1.3 million cubic metres of oil were produced from these two fields during 1994.

In the north, some 1.7 million cubic metres of oil and approximately 124 million cubic metres of gas were produced at Norman Wells. As well, approximately 53 thousand cubic metres of oil was produced from the Bent Horn field in the High Arctic.

In collaboration with the east coast accord provinces, a review of the competitive climate affecting oil and gas activities on frontier lands was initiated during the year. The objective of the review is to examine ways to make the frontier lands management regime more attractive for the oil and gas industry. This review involves extensive federal-provincial consultations. Two governments/industry workshops were held to look at ways to improve the investment climate for frontier lands oil and gas exploration and development activities. The review identifies several legislative and non-legislative actions to be taken, including federal-provincial environmental harmonization agreements with Nova Scotia and Newfoundland. A streamlined regulatory process will be important as the Terra Nova field, offshore Newfoundland, and the gas fields near Sable Island move towards development.

In January, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board issued an exploration licence to Amoco Canada Resources Limited as a result of its Call for Bids No. NF93-1. Amoco bid \$2,850,750 for 77,300 hectares located in the Jeanne d'Arc Basin. The term of the licence is nine years, with an initial period of five years and a second period of four years. Amoco is required to commence the drilling of one well within the first period, if it wants to maintain the licence for the second period.

In May, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board accepted a bid for an exploration licence in response to its Call for Bids No. NS93-1. An exploration licence was awarded to Nova Scotia Resources (Ventures) Limited for a parcel of land approximately 25 kilometres north of Sable Island for a bid of \$1 million. The exploration licence covers 55,500 hectares. The licence has a term of nine years and consists of two consecutive periods. Under the terms and conditions of the licence, the drilling of a well must commence in the first period to entitle the company to continue to hold the licence for the second period.

In December, the Department of Indian Affairs and Northern Development announced winning bids for eight parcels of land totalling approximately 150,000 hectares in the Fort Liard area of the southern Northwest Territories. Eight exploration licences, with seven year terms, were issued in January, 1995 to Amoco, Chevron, Ocelot, Paramount, Ranger and Sheli. The drilling of a well during the first four-year period of the licence is a pre-requisite for retaining the licence for an additional three years. This rights issuance is significant in that it is the first issuance of new rights in the area in 25 years. The companies pledged a total of \$22.6 million of new exploration activity in the area.

On May 12, 1994, an *Act to Amend the Canada Oil and Gas Operations Act, the Canada Petroleum Resources Act (CPRA) and the National Energy Board Act and to make consequential amendments to other Acts* was proclaimed by the Government of Canada. These Acts were amended to allow the NEB to assume regulatory responsibilities for oil and gas activities in areas of the frontiers lands previously regulated by the Canada Oil and Gas Lands Administration. These areas include: the West Coast offshore, the Gulf of St. Lawrence, Hudson Bay, Yukon and the Northwest Territories.

The CPRA was also amended on November 25, 1994, to exclude the *Norman Wells Amending Agreement* of 1994 from the application of sections 1 to 117 of the Act.

FRONTIER LANDS

Statistical Summary, 1994

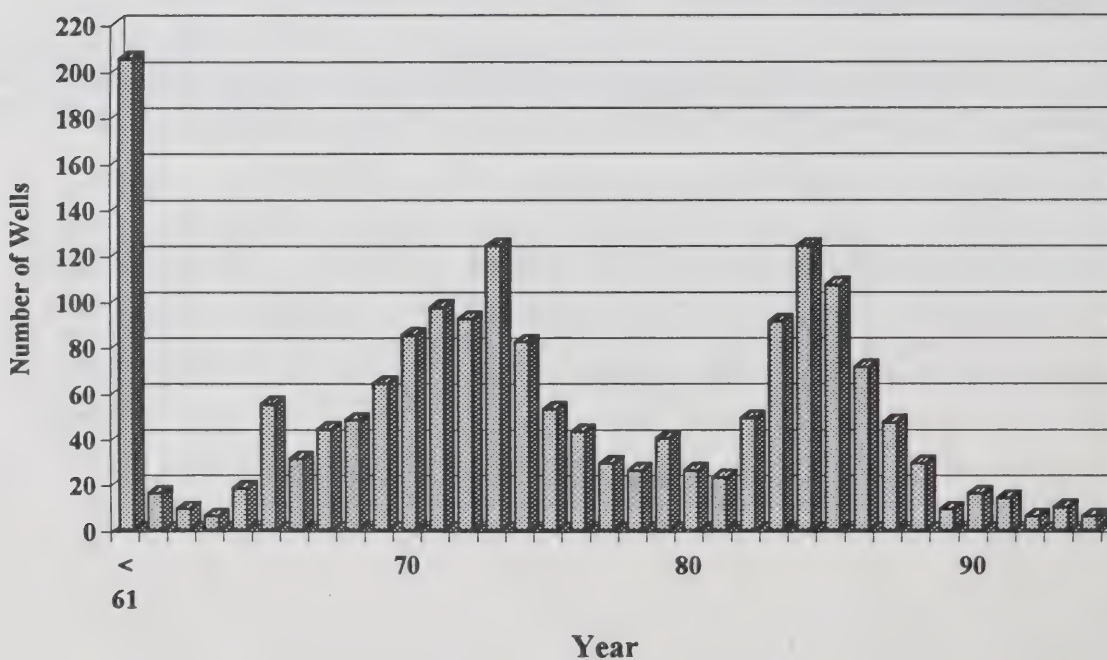
ACTIVITY STATUS ON FRONTIER LANDS

	1990	1991	1992	1993	1994
Licences Concluded (ELs/SDLs/PLs) ¹	70	34	9	2	3
Wells Spudded	13	16	3	10	6
Metres Drilled	18 903	35 069	10 731	22 844	8987
Wells Terminated	15	14	6	10	6
Significant Discoveries	6	1	0	0	0
Geophysical Programs Run	19	19	6	3	1
Reflection Seismic km	23 684	17 015	2 197	340	182

¹ Includes Exploration Licences (ELs), Significant Discovery Licences (SDLs) and Production Licences (PLs).

WELLS DRILLED ON FRONTIER LANDS

(pre-1961 to 1994)



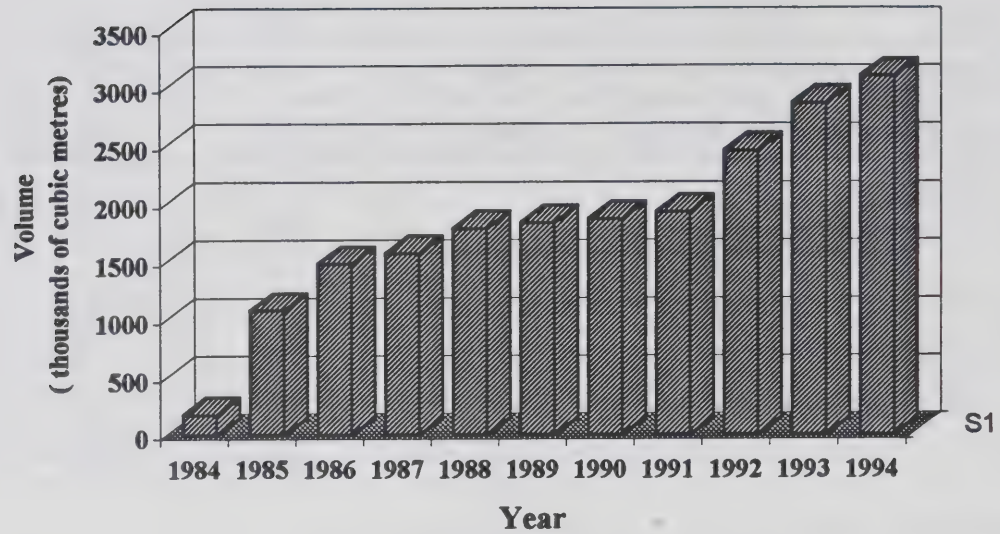
FRONTIER LANDS RESOURCE INVENTORY

	Oil ¹		Gas	
	Discovered (millions of m ³)	Potential ²	Discovered (billions of m ³)	Potential ²
West Coast	-	50	-	270
Mainland Territories	40	95	33	327
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	240	1145	362	1937
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	807	418	2968
Hudson Bay	-	127	-	88
Newfoundland Offshore	308	894	233	1649
Scotian Shelf/Slope	24	171	152	512
Total	678	3289	1198	7751
¹ Includes condensate.				
² Includes discovered and potential undiscovered resources.				

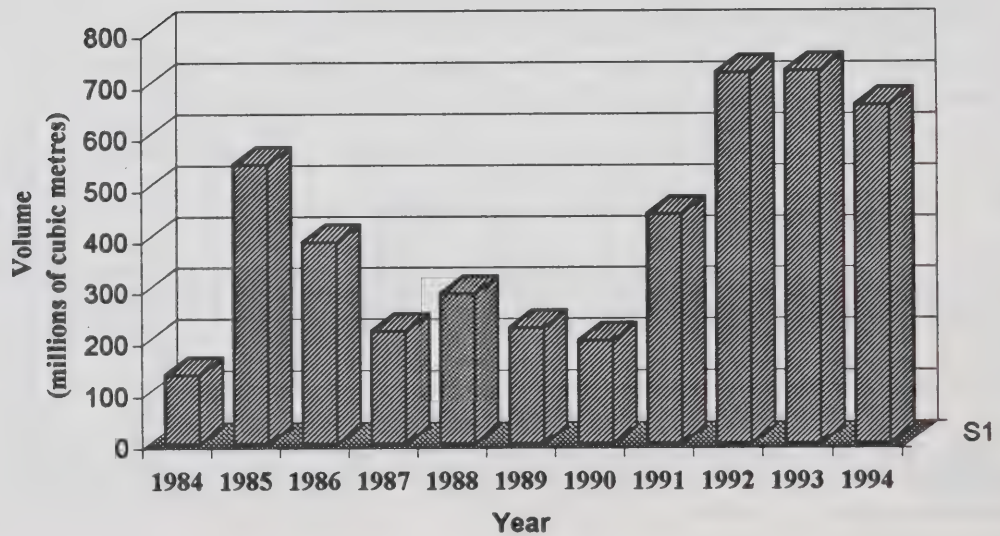
OIL AND GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS

	1990	1991	1992	1993	1994
Oil Production (thousands of m³)					
Norman Wells	1841	1894	1850	1790	1730
Bent Horn	24	32.5	28.2	56.9	52.9
Panuke	-	-	577	489	355
Cohasset	-	-	-	527	958
Gas Production (millions of m³)					
Pointed Mountain	74	90	87	99.6	63.6
Norman Wells	126	130	128	133.6	123.9
Kotaneelee	-	227	507	492.3	471.1

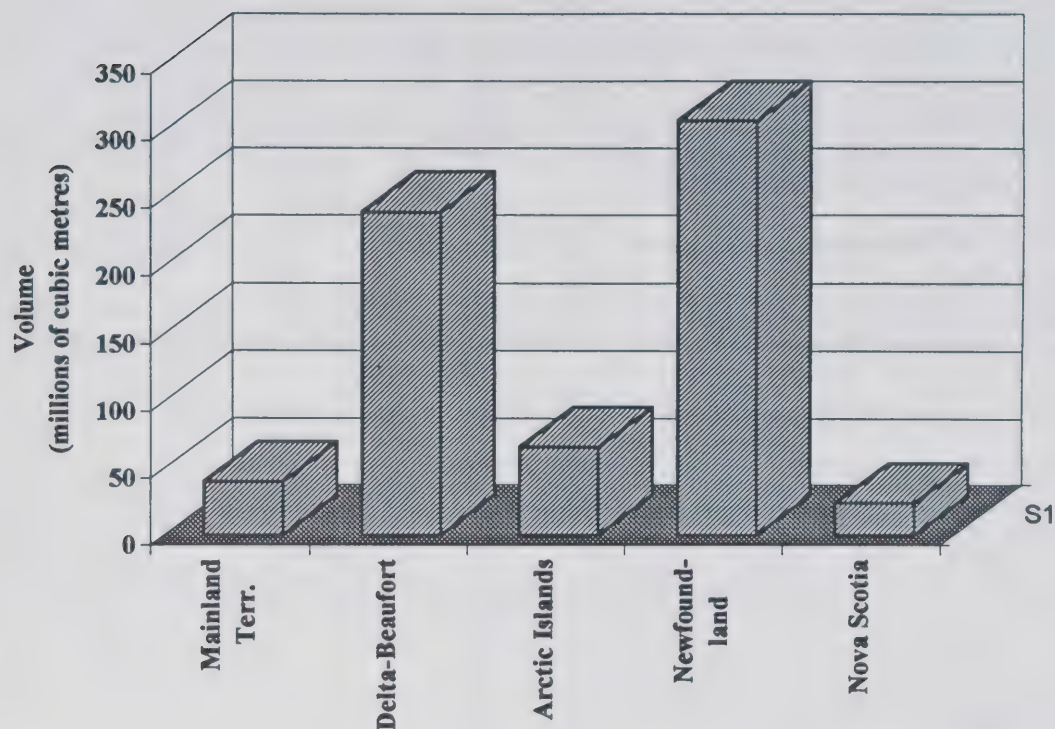
OIL PRODUCTION ON FRONTIER LANDS



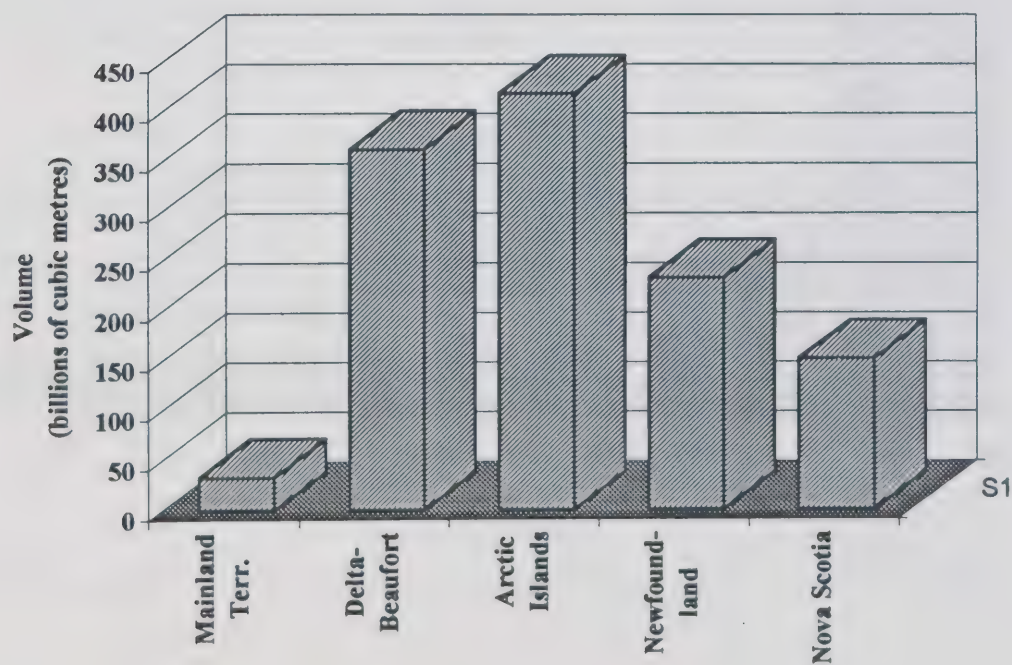
GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS



DISCOVERED OIL RESOURCES ON FRONTIER LANDS



DISCOVERED GAS RESOURCES ON FRONTIER LANDS

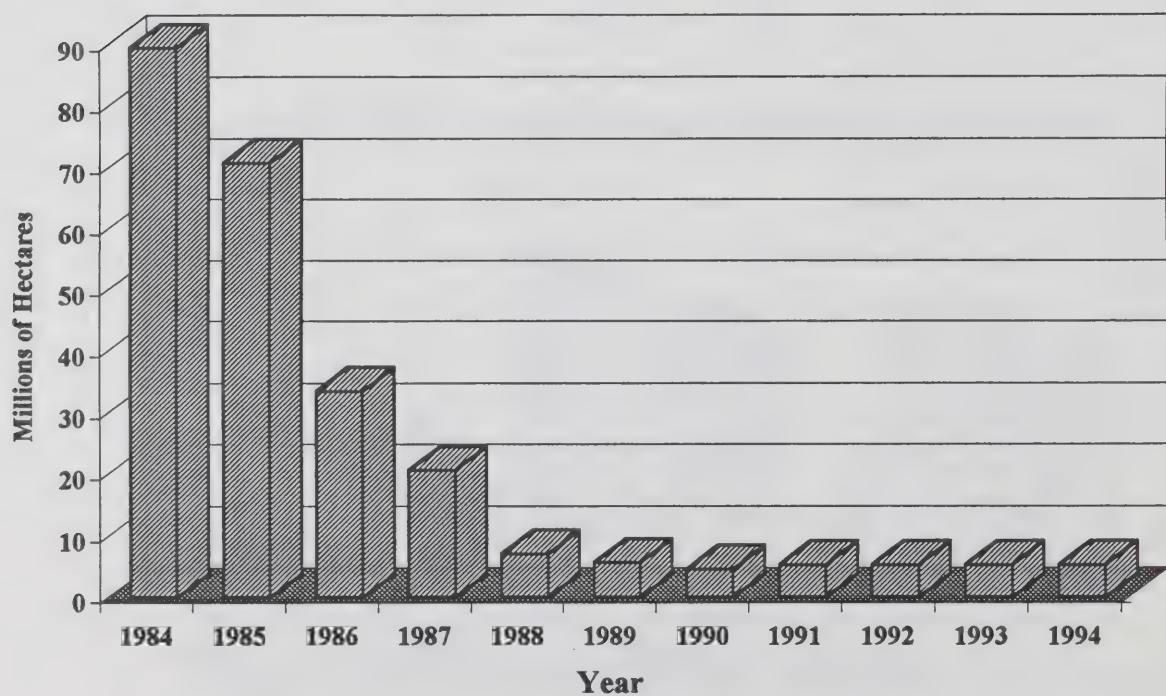


FRONTIER LANDS HOLDINGS AT YEAR-END

	1990	1991	1992	1993	1994
Number of Licences Active (ELs/SDLs/PLs)	221	245	245	244	244
Lands Issued (millions of ha)	0.35	2.1	0.52	0	.06
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	1.42	1.44	0.45	0.03	.13
Lands Active (millions of ha)	4.6	5.27	5.30	5.27	5.3

LANDS ACTIVE ON FRONTIER LANDS

(ELs, SDLs, PLs)



LANDS STATUS AT YEAR-END

	Active Licences ¹	Lands Relinquished or Surrendered	Lands Issued (millions of ha)	Lands Active	Pending Lands ²
Mainland Territories	53	-	-	.2	-
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	72	.03	-	1.1	.9
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	23	-	-	1.3	2.5
Hudson Bay	-	-	-	-	1.4
Newfoundland Offshore	59	.10	.003	2.52	2
Nova Scotia Offshore	36	-	.056	.167	3.36
Gulf of St. Lawrence	1	-	-	.015	-
West Coast	-	-	-	-	8.7
Total	244	.13	.059	5.302	18.86

¹ Includes exploration licences, significant discovery licences and production licences.

² 'Pending' includes areas where exploration activity has been suspended: West Coast, Baffin Bay, Georges Bank and St. Pierre and Miquelon.

LICENCES CONCLUDED IN 1994

Operating Company	Licence	Number of Licences	Area (thousands of ha)	Location	Term (years)
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	EL-2355	1	55.5	Sable Island	9
Petro-Canada	SDL-1035	1	1.42	Grand Banks	-
Petro-Canada	SDL-1036	1	1.42	Grand Banks	-

EMPLOYMENT RELATED TO PETROLEUM ACTIVITIES ON FRONTIER LANDS¹

	Person-Months of Work ²	Percent Canadian
Mainland Territories	1161 ³	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	N/A	N/A
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	N/A	N/A
Newfoundland Offshore	101,875	73
Nova Scotia Offshore	4344	89
Total	107,380	N/A
¹ Direct employment. ² Represents approximate number of person-months of work created. ³ Represents direct and indirect employment. N/A - Not Available		

PETROLEUM EXPENDITURES ON FRONTIER LANDS¹

	Exploration	Development ²	Production ³	Total	Percent Canadian
	(millions of \$)				
Mainland Territories	-	8.8	N/A	8.8	N/A
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	-	-	-	-	-
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	-	-	N/A	-	N/A
Newfoundland Offshore	-	1277	-	1277	70
Nova Scotia Offshore	-	-	112.4	112.4	48.2
Total	-	1285.8	112.4	1398.2	N/A
¹ Estimates. ² Includes all expenditures undertaken to develop an oil/gas field up to the time of production. ³ Includes expenditures after start-up of production.					

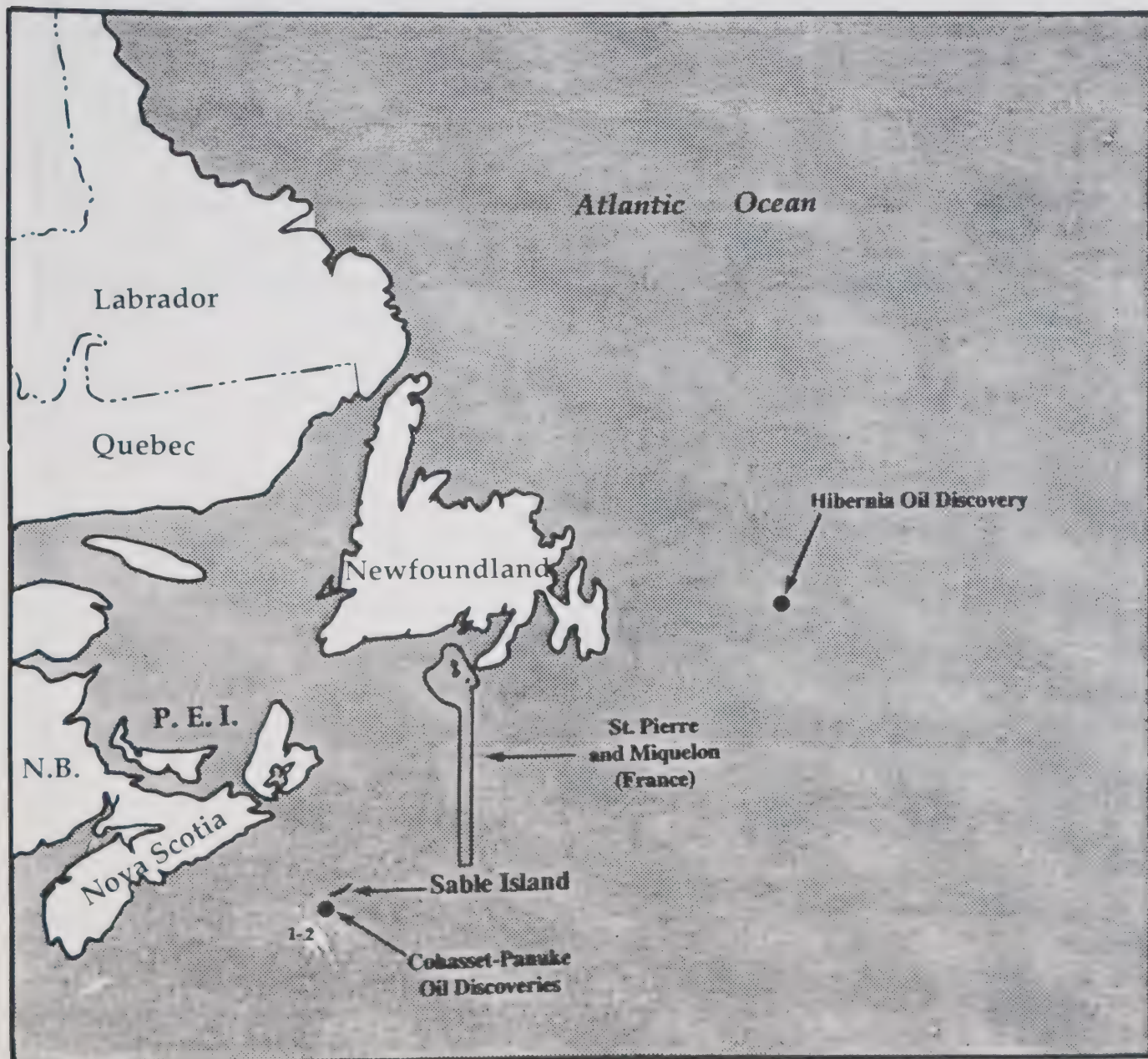
EAST COAST OFFSHORE

Statistical Summary, 1994

Map N°	Name of Well	Spudded, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
1.	LASMO/NSR(V)L Cohasset CP8	94-09-29	Production Well	2555
2.	LASMO/NSR(V)L Cohasset CP9	94-10-10	Production Well	2560

EAST COAST OFFSHORE

Active Wells, 1994



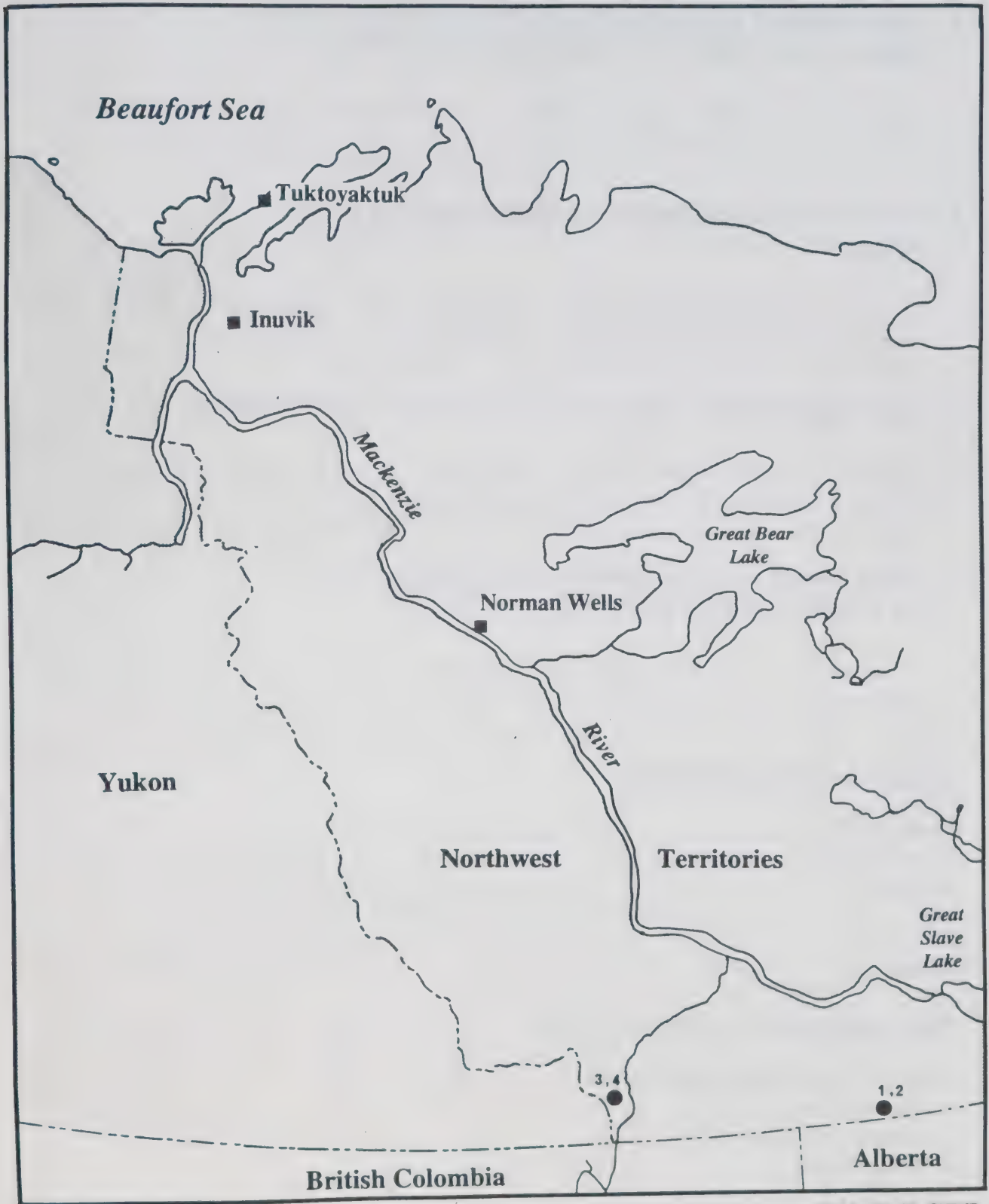
MAINLAND TERRITORIES

Statistical Summary, 1994

Map N°	Name of Well	Spudded, Terminated	Status Results	Total Depth (m)
1.	<i>Paramount et al. Cameron I-74</i>	94-01-27 94-02-14	Plugged & Suspended	1644
2.	<i>Paramount et al. Cameron C-75</i>	94-02-17 94-03-20	Plugged & Suspended	1590
3.	<i>PanAm Pointed Mountain K-45A</i>	94-06-20 94-06-26/ 94-09-04 94-09-09	Shut-in	3216
4.	<i>PanAm Pointed Mountain P-53A</i>	94-08-10 94-09-06	Production Well	4104

MAINLAND TERRITORIES

Active Wells, 1994



FLMD/DGRP

CLIENT QUESTIONNAIRE

1. Which statistical information did you find most useful? Please indicate name of table(s) or graph(s) and page number(s).

2. For what purpose did you use the statistics provided in this document?

3. What other statistics would you like to see included in the overview?

4. Please provide any other comments which you may have on the Frontier Lands Oil and Gas Statistical Overview.

Change of Address Notification

Name and Title: _____
Organization: _____
Address: _____
City: _____ Province: _____ Postal Code: _____

Thank you.

Please send completed questionnaire to:

Frontier Lands Management Division
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 16th Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
Telephone: (613) 995-0076
Facsimile: (613) 943-2274

QUESTIONNAIRE

1. Quelles statistiques avez-vous jugées les plus utiles?
Prière de préciser le titre et la page des tableaux ou graphiques.

2. À quelles fins avez-vous utilisé les statistiques contenues dans le présent document?

3. Quelles autres statistiques aimeriez-vous voir ajoutées au sommaire?

4. Autres commentaires sur le Sommaire statistique de l'activité pétrolière et gazière dans les terres domaniales:

Avis de changement d'adresse

Nom et titre: _____

Organisation: _____

Adresse: _____

Ville: _____ Province: _____ Code postal: _____

Merci.

Prière de retourner le questionnaire dûment rempli à l'adresse suivante:

Division de la gestion des régions pionnières

Ressources naturelles Canada

580, rue Booth, 16^e étage

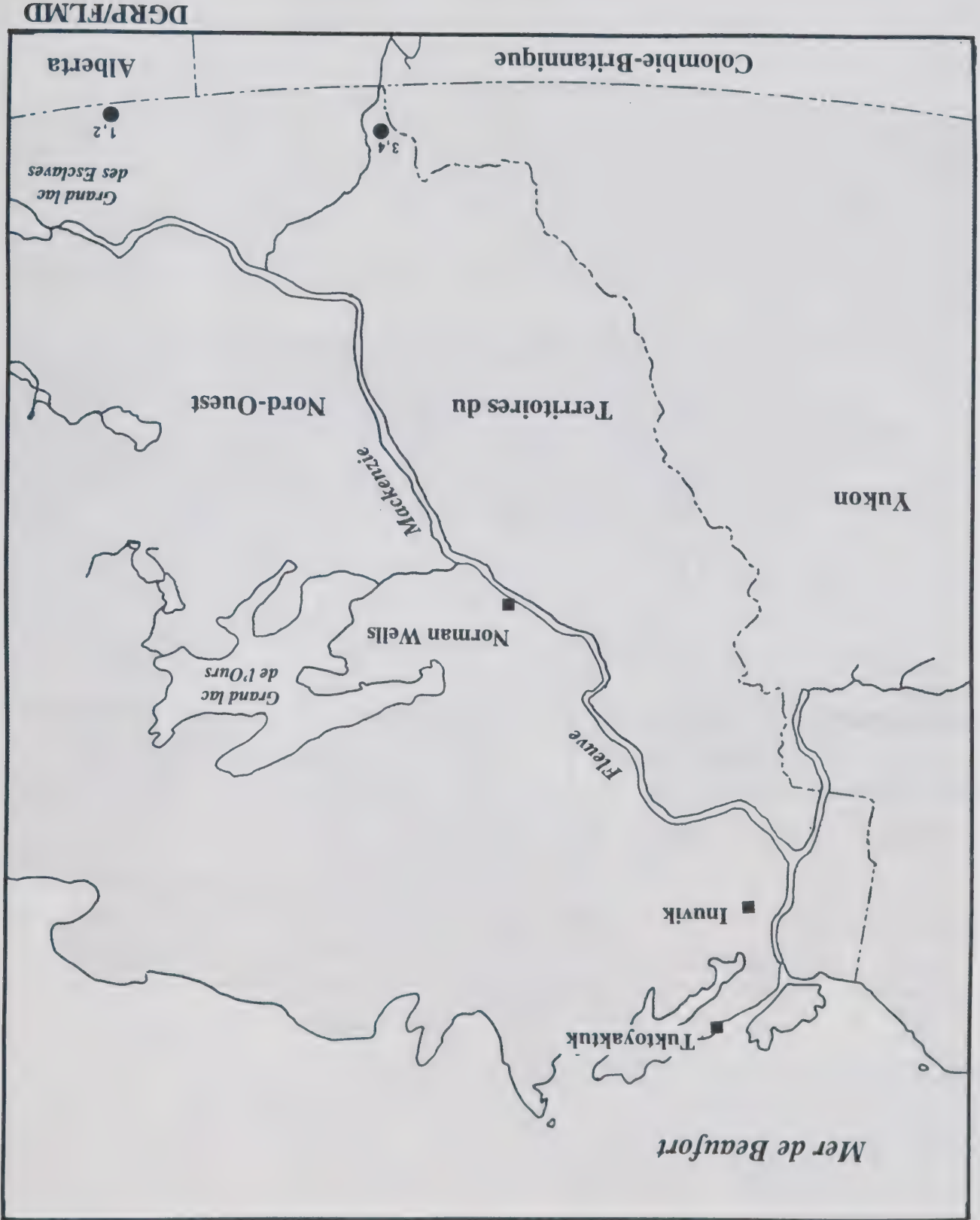
Ottawa (Ontario)

K1A 0E4

Téléphone: (613) 995-0076

Télécopieur: (613) 943-2274

PARTIE CONTINENTALE DES TERRITOIRES **Puits actifs, 1994**



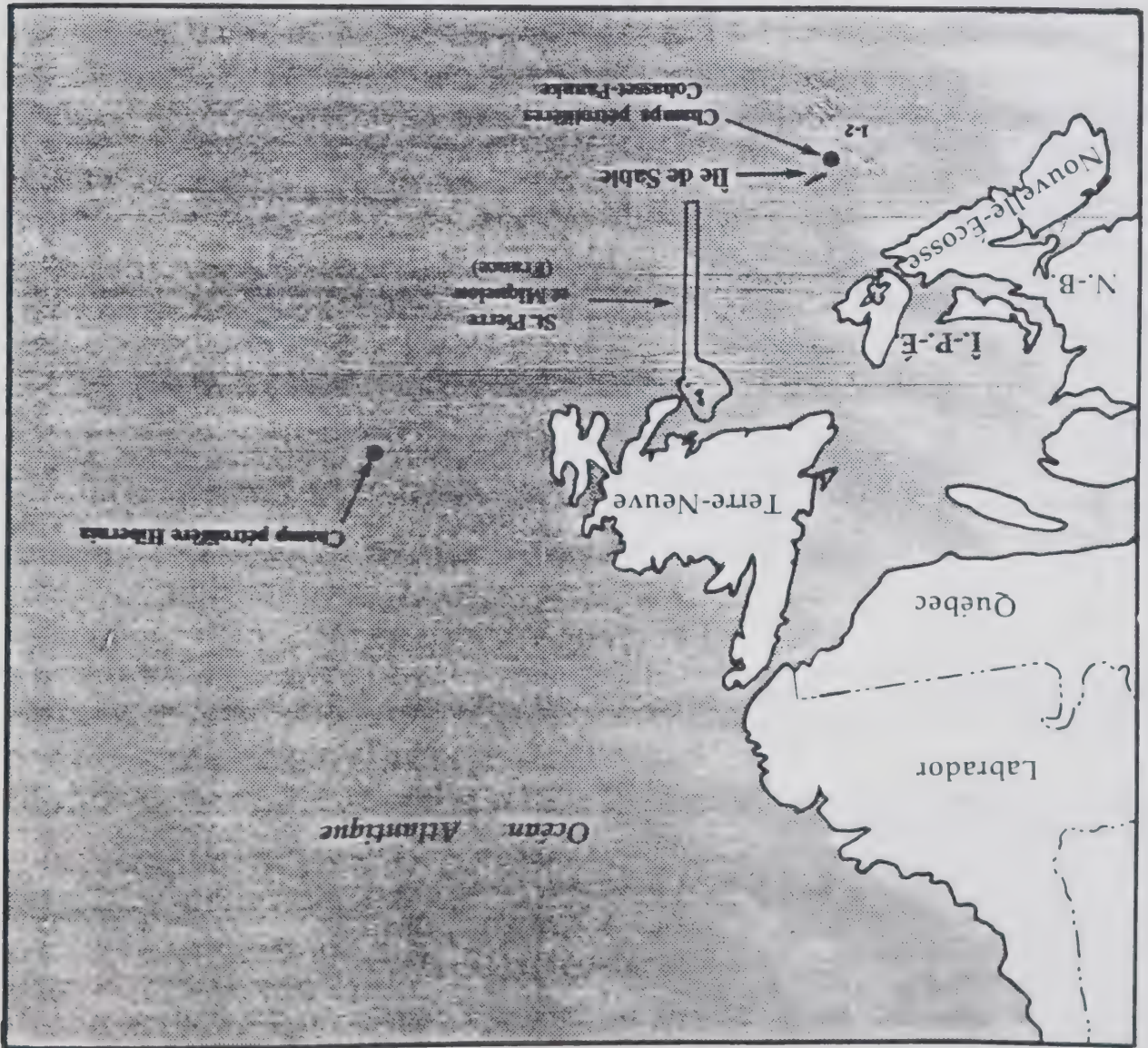
PARTIE CONTINENTALE DES TERRITOIRES

Résumé statistique, 1994

N° sur la carte	Nom du puits	Début, fin des travaux	Etat ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	<i>Paramount et al. Cameron I-74</i>	94-01-27 94-02-14	Bouché et suspendu	1644
2.	<i>Paramount et al. Cameron C-75</i>	94-02-17 94-03-02	Bouché et suspendu	1590
3.	<i>PanAm Pointed Mountain K-45A</i>	94-06-02 94-06-26/ 94-09-04 94-09-09	Fermé	3216
4.	<i>PanAm Pointed Mountain P-53A</i>	94-08-10 94-09-06	Puits de production	4104

ZONE EXTRACÔTIÈRE DE L'EST DU CANADA

Puits actifs, 1994



DANS LES TERRES DOMANIALES!

¹ *Estimés.*
² *Comprend les dépenses liées à la mise en valeur du champ pétrolier ou gazier jusqu'au moment de la production.*
³ *Comprend les dépenses effectuées après le début de la période de production.*

Résumé statistique, 1994

N° sur la carte	Nom du puits	Début, fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1.	LASMO/NSR(V)L Cohasset CP8	94-09-29	Puits de mise en valeur	2555
2.	LASMO/NSR(V)L Cohasset CP9	94-10-10	Puits de mise en valeur	2560

PERMIS CONCLUS EN 1994

Exploitant	Permis	Nombre de Permis	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	PP-2355	1	55,5	Ile de Sable	9
Petro-Canada	ADI-1035	1	1,42	Grand Bancs	-
Petro-Canada	ADI-1036	1	1,42	Grand Bancs	-

EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES¹

	Mois-personnes de travail ²	Pourcentage de Canadiens
Partie continentale des Territoires	1 161 ³	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	P/D	P/D
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	P/D	P/D
Zone extracôtière de Terre-Neuve	101 875	73
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	4 344	89
Total	107 380	P/D

¹ Emplois directs.
² Représente le nombre approximatif de mois-personnes créés.
³ Emplois directs et indirects.
P/D - Pas Disponible

ÉTAT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE

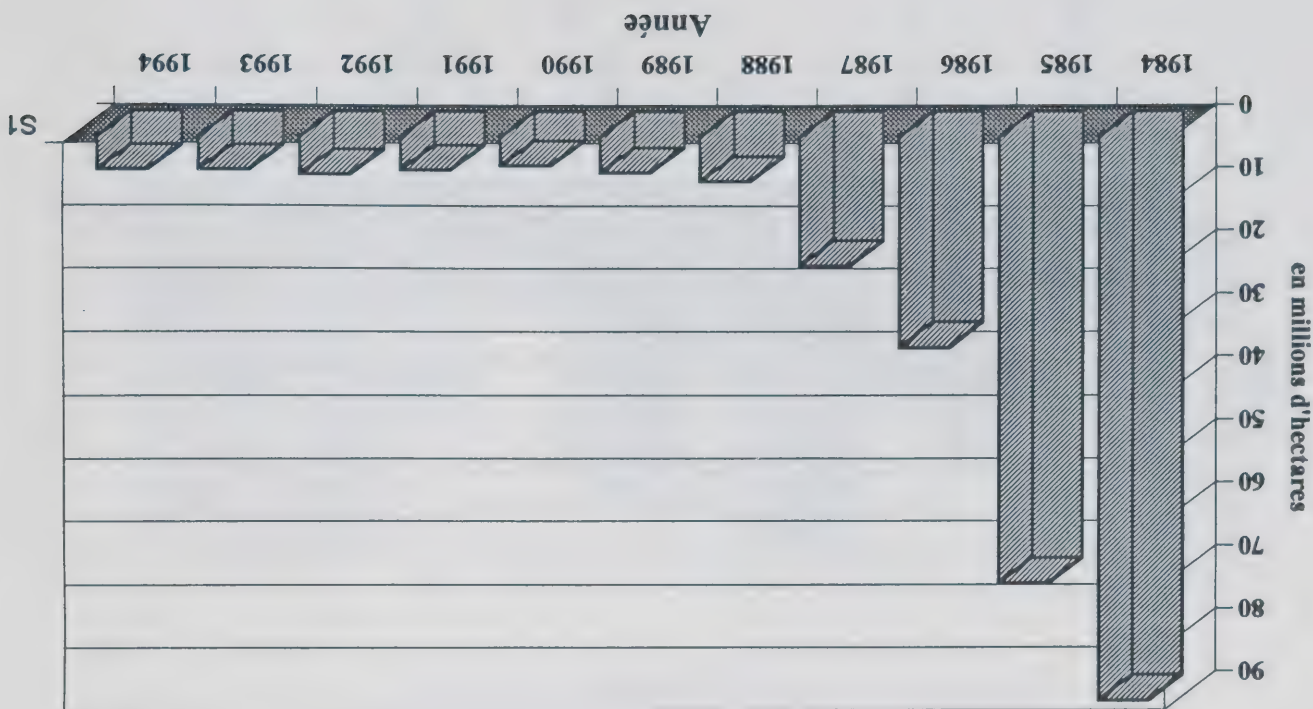
Partie continentale des Territoires	Permis en vigueur ¹	Parcelles rétrocédées ou abandonnées	Parcelles attribuées	Parcelles détenues par les sociétés	Parcelles en attente ²	(en million d'hectares)	
	53	-	-	0,2	-		
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	72	0,03	-	1,1	0,9		
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	-	-	1,3	2,5		
Baie d'Hudson	-	-	-	-	1,4		
Zone extracôtière de Terre-Neuve	59	0,10	0,003	2,52	2		
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	36	-	0,056	0,167	3,36		
Golfe du Saint-Laurent	1	-	-	0,015	-		
Côte ouest	-	-	-	-	8,7		
Total	244	0,13	0,059	5,302	18,86		

¹ Y compris les permis de prospection (PP), les attestations de découverte importante (ADI) et les licences de production (LP).
² «En attente» comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendus : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges et St. Pierre et Miquelon.

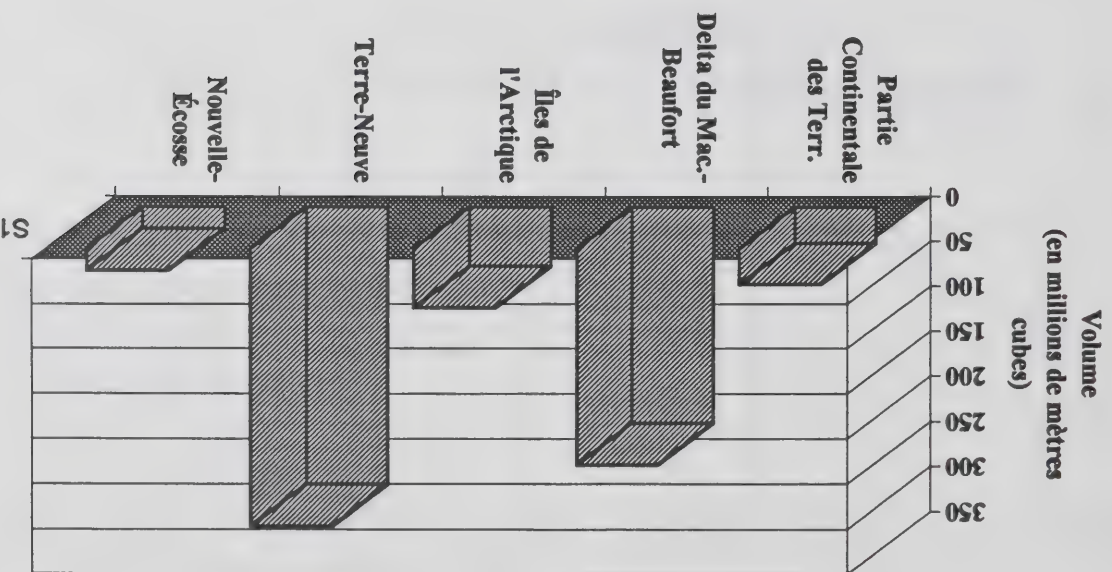
AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES À LA FIN DE L'ANNÉE

	1990	1991	1992	1993	1994
Nombre de permis en vigueur (PP, ADI, LP)	221	245	245	244	244
Parcelles attribuées (en million d'hectares)	0,35	2,1	0,52	0	0,06
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en million d'hectares)	1,42	1,44	0,45	0,03	0,13
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	4,6	5,27	5,30	5,27	5,3

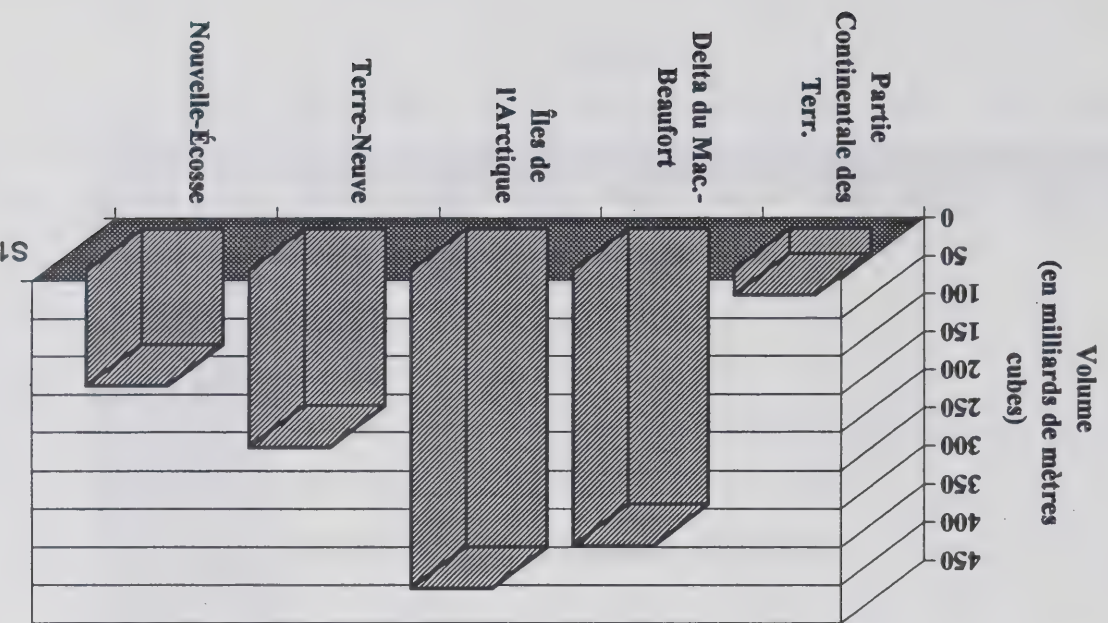
PARCELLES DÉTENUES PAR DES SOCIÉTÉS DANS LES TERRES DOMANIALES (PP, ADI, LP)



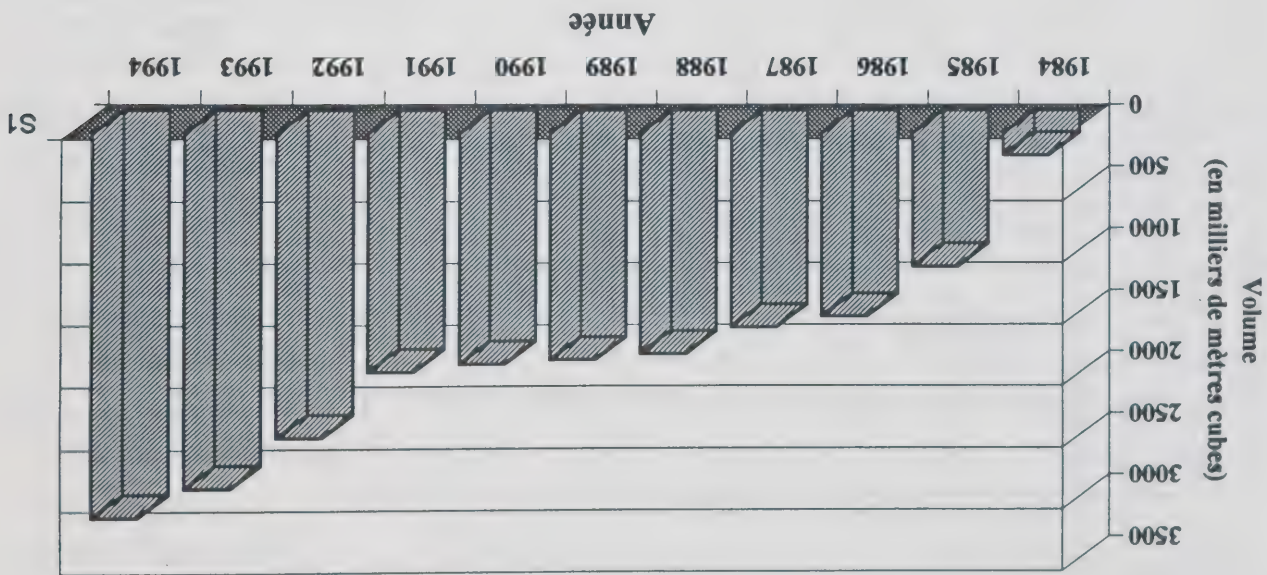
RÉSERVES DE PÉTROLE DÉCOUVERTES DANS LES TERRES DOMANIALES



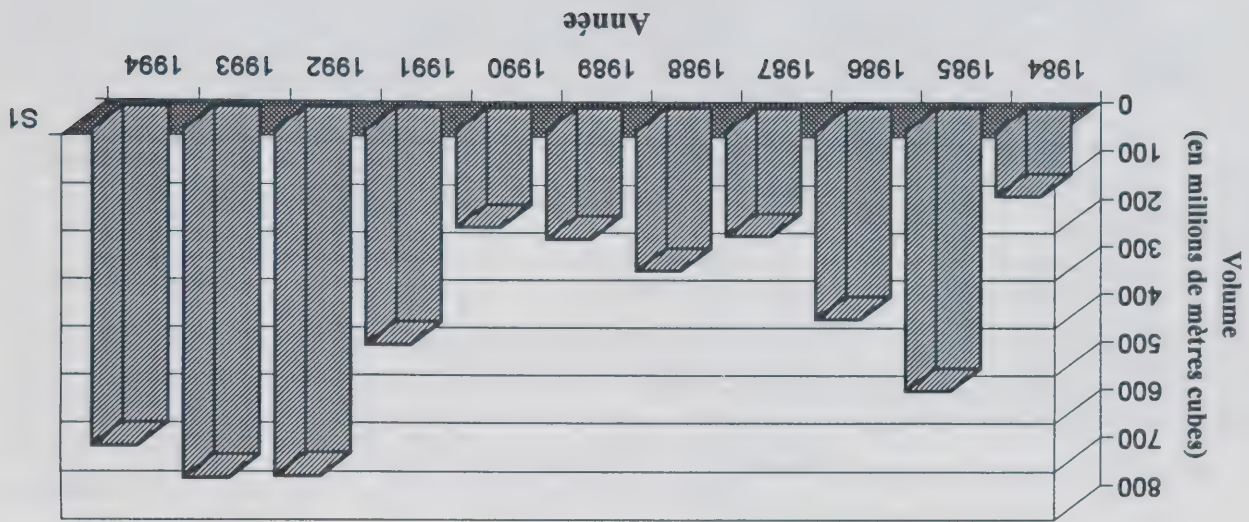
RÉSERVES DE GAZ NATUREL DÉCOUVERTES DANS LES TERRES DOMANIALES



PRODUCTION DE PÉTROLE DANS LES TERRES DOMANIALES



PRODUCTION DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES



BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES

Pétrole Gaz naturel

	Pétrole		Gaz naturel	
	Découvertes ¹	Potentielles ²	Découvertes	Potentielles ²
	(en millions de m ³)		(en milliards de m ³)	
Côte ouest	-	50	-	270
Partie continentale des Territoires	40	95	33	327
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	1 145	362	1 937
Iles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	66	807	418	2 968
Baie d'Hudson	-	127	-	88
Zone extracôtière de Terre-Neuve	308	894	233	1 649
Plate-forme Néo-Ecossaise/Pente Scotian	24	171	152	512
Total	678	3 289	1 198	7 751
¹ Y compris les condensats.				
² Y compris les ressources découvertes et les ressources non découvertes éventuelles.				

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES

Production de pétrole (en milliers de m ³)					
1994	1993	1992	1991	1990	
Norman Wells	1 730	1 790	1 850	1 894	1 841
Bent Horn	52,9	56,9	28,2	32,5	24
Panuke	355	489	577	-	-
Cohasset	958	527	-	-	-
Production de gaz (en millions de m ³)					
Pointed Mountain	63,6	99,6	87	90	74
Norman Wells	123,9	133,6	128	130	126
Kotanelee	471,1	492,3	507	227	-

TERRES DOMANIALES

Résumé statistique, 1994

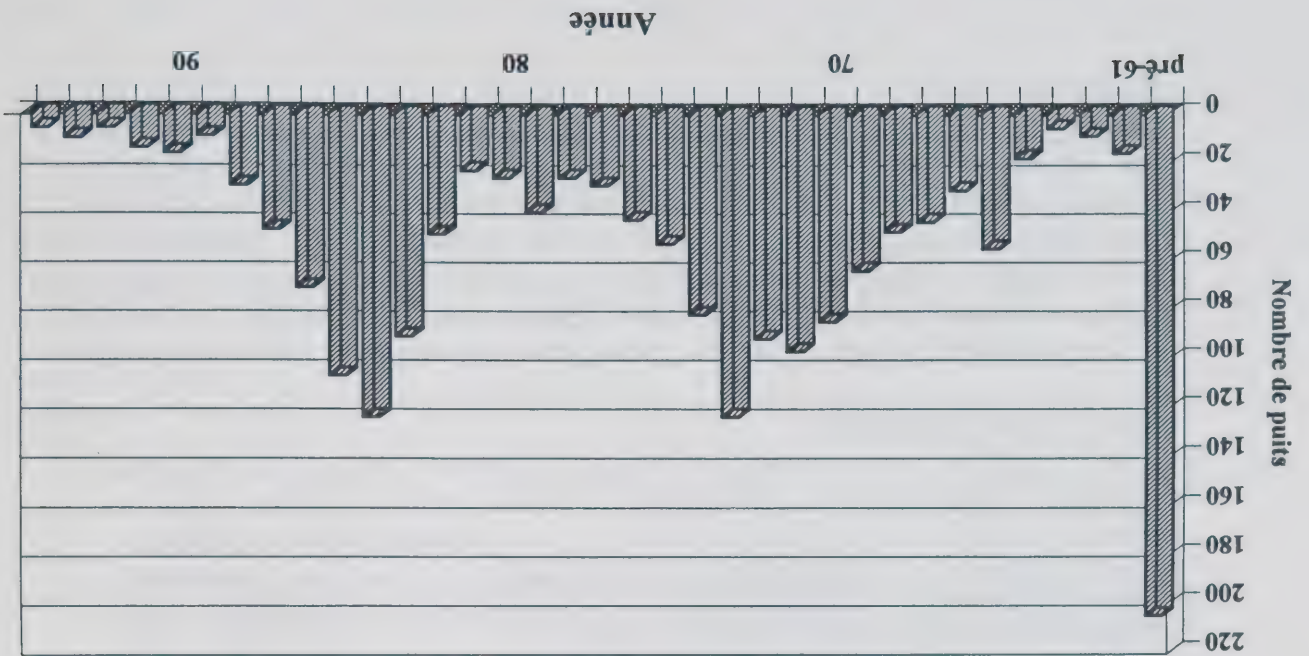
BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis conclus (PP, ADI, LP) ¹	70	34	9	2	3
Puits entamés	13	16	3	10	6
Mètres forés	18 903	35 069	10 731	22 844	8 987
Puits achevés	15	14	6	10	6
Découvertes importantes	6	1	0	0	0
Travaux géophysiques exécutés	19	19	6	3	1
Levés de sismique-réflexion (km)	23 684	17 015	2 197	340	182

¹ Y compris les permis de prospection (PP), les attestations de découverte importante (ADI), et les licences de production (LP).

PUITS FORÉS SUR LES TERRES DOMANIALES

(pré-1961 à 1994)



En mai, l'Office Canada - Nouvelle-Ecosse des hydrocarbures extracôtiers a octroyé un permis de prospection à Nova Scotia Resources (Ventures) Limited par suite de l'appel d'offres n° NS93-1. Obtenu pour 1 million de dollars, le permis s'applique à une parcelle de 55 500 hectares située à environ 25 kilomètres au nord de l'île de Sable. Il a une durée de neuf ans divisée en deux périodes consécutives. Aux termes du permis, la compagnie doit entreprendre le forage d'un puits durant la première période pour conserver ses droits au cours de la seconde.

En décembre, le ministère des Affaires indiennes et du Nord a annoncé les noms des soumissionnaires qui ont obtenu huit parcelles couvrant une superficie totale d'environ 150 000 hectares dans la région de Fort Liard, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Huit permis de prospection d'une durée de sept ans ont donc été délivrés à Amoco, Chevron, Ocelot, Paramount, Ranger et Shell. Les compagnies s'engagent à forer un puits au cours des quatre premières années si elles veulent conserver leur permis les trois autres années. L'événement est d'autant plus important qu'il s'agit des premiers droits attribués dans la région depuis 25 ans. Dans l'ensemble, les titulaires de permis se sont engagés à investir 22,6 millions de dollars dans de nouveaux programmes d'exploration dans la région.

Le 12 mai 1994, le gouvernement du Canada a proclamé la *Loi modifiant la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, la Loi fédérale sur les hydrocarbures, la Loi sur l'Office national de l'énergie et d'autres lois en conséquence*. Ces lois ont été modifiées pour étendre la compétence de l'ONE aux activités pétrolières et gazières exécutées sur des terres domaniales qui étaient auparavant réglementées par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Ces régions englobent les terres au large de la côte ouest, le golfe du Saint-Laurent, la baie d'Hudson, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

La LFH a également été modifiée le 25 novembre 1994 pour soustraire l'accord de 1994 intitulé *Norman Wells Amending Agreement* à l'application des articles 1 à 117 de la Loi.

FAITS SAILLANTS, 1994

En 1994, il y a eu relativement peu d'activité sur les terres domaniales. Un seul programme géophysique a été exécuté au large de Terre-Neuve. Pour la deuxième année de suite, aucun puits d'exploration n'a été foré, mais deux puits de mise en valeur l'ont été à Cohasset, au large de la Nouvelle-Écosse, et deux puits de délimitation dans la région des collines Cameron, dans les Territoires du Nord-Ouest. Deux puits de mise en valeur ont été forés dans le champ de gaz de Pointed Mountain, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. En outre, dans le Nord, on a réintégré plusieurs puits pour les abandonner en bonne et due forme.

Au large de la Nouvelle-Écosse, les champs de pétrole Cohasset et Panuke sont entrés dans leur troisième année de production. Près de 1,3 million de mètres cubes de pétrole ont été extraits de ces deux sources en 1994.

Dans le Nord, environ 1,7 million de mètres cubes de pétrole et près de 124 millions de mètres cubes de gaz ont été produits à Norman Wells. En outre, le champ Bent Horn, dans le Haut-Arctique, a rendu approximativement 53 000 mètres cubes de pétrole.

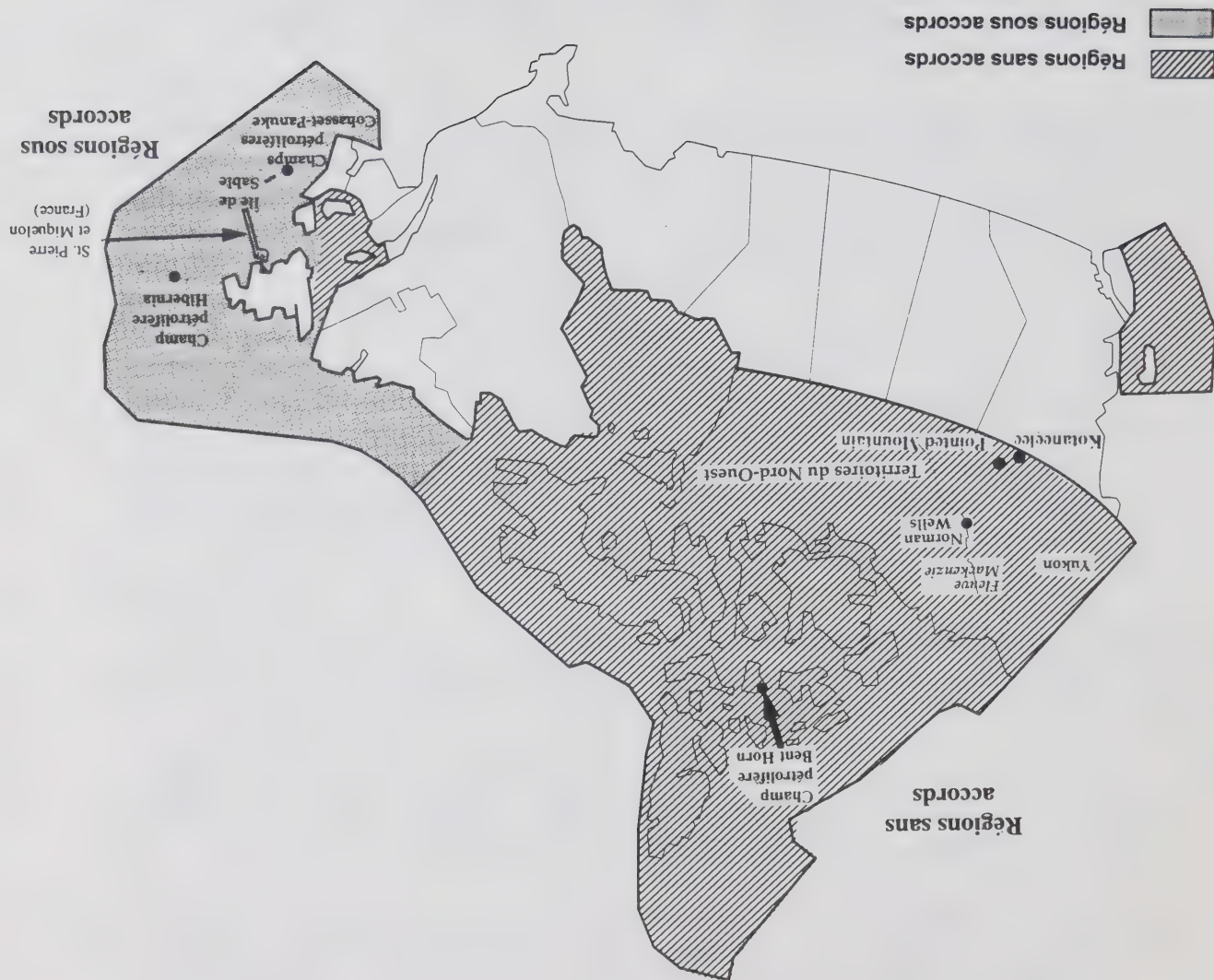
En collaboration avec les gouvernements de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve, le gouvernement fédéral a entrepris durant l'année un examen de la compétitivité des activités pétrolières et gazières qui se font sur les terres domaniales. Cet examen a pour but de trouver des façons de rendre le régime de gestion des terres domaniales plus intéressant pour l'industrie pétrolière. Il fait intervenir de nombreuses consultations fédérales-provinciales. Les gouvernements et l'industrie ont tenu conjointement deux ateliers de travail pour examiner comment améliorer les conditions d'investissement dans la recherche et l'exploitation du pétrole et du gaz sur les terres domaniales. Plusieurs mesures législatives et non législatives sont recommandées, notamment la signature d'ententes d'harmonisation environnementale avec la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve. Il sera important de rationaliser le processus de réglementation, d'autant plus que le champ Terra Nova, au large de Terre-Neuve, et les champs de gaz à proximité de l'île de Sable seront bientôt mis en exploitation.

En janvier, l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a accordé un permis de prospection à Amoco Canada Resources Limited, par suite de l'appel d'offres n° NF93-1. La compagnie a obtenu au prix de 2 850 750 \$ des terres d'une superficie de 77 300 hectares dans le bassin de Jeanne d'Arc. Son permis de prospection a une durée de neuf ans divisée en deux périodes, la première de cinq ans, et la seconde de quatre ans. Amoco doit entreprendre le forage d'un puits au cours de la première période si elle veut conserver son permis de prospection pour quatre autres années.

TERRRES DOMANIALES DU CANADA

- 5 -

DGRP/FLMD



Régions visées par un accord

Dans les régions visées par un accord, qui à ce jour comprennent les zones extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, la responsabilité de la gestion des activités pétrolières et gazières est partagée par la ministre de RNCAN et le ministre responsable des Ressources naturelles dans chacune des deux provinces susmentionnées. Le cadre administratif de gestion des droits et de réglementation des activités pétrolières et gazières est défini dans la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtières, de même que dans les lois provinciales de mise en œuvre des accords. Toutes ces lois de mise en œuvre intègrent les dispositions de la LOPC et de la LFH.

En vertu des lois de mise en œuvre, l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtières (OCTHE) et l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtières (OCNHE) assurent la gestion des activités pétrolières et gazières au nom des ministres concernés.

L'OCTHE et l'OCNHE sont des organismes indépendants, étant donné que leurs employés ne sont pas des fonctionnaires fédéraux ni provinciaux. Toutefois, certaines des principales décisions des offices, appelées «décisions majeures» dans les lois de mise en œuvre, peuvent être soumises à l'approbation des ministres fédéral et provinciaux. Ceux-ci sont mis au courant des décisions majeures, de même que des questions liées à la gestion des offices (p. ex. : budgets et nominations) par leurs ministres respectifs : RNCAN, ministre des Ressources naturelles de Terre-Neuve ou ministre des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse.

Modifications législatives

Dans les régions non visées par un accord, les ministres de RNCAN et du MAIN sont responsables de modifier et/ou d'élaborer des lois et des règlements en vertu de la LFH et de la LOPC.

Dans les régions visées par un accord, les gouvernements fédéral et provinciaux doivent s'entendre sur toute modification proposée aux lois de mise en œuvre, y compris aux sections reprenant les dispositions de la LOPC et de la LFH.

INTRODUCTION

Les terres domaniales du Canada comprennent les zones terrestres et extracôtières qui se trouvent à l'extérieur des limites provinciales et qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral. Ces terres, qui comptent quelque 10,2 millions de kilomètres carrés, englobent les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon, de même que les zones extracôtières au large des côtes ouest et est ainsi que le Nord.

Le cadre réglementaire actuel des activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales s'inspire de la Politique énergétique concernant les régions pionnières établies en 1985.

Le système de gestion actuel des activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales a évolué depuis 1985, année de la signature de l'*Accord atlantique*. À l'heure actuelle, les terres domaniales peuvent être divisées en deux régions, soit celles qui sont visées par un accord et celles qui ne le sont pas.

Régions non visées par un accord

Les régions non visées par un accord sont les deux territoires, les régions extracôtières de l'Ouest et du Nord, le golfe du Saint-Laurent et la baie d'Hudson.

Le gouvernement fédéral gère les activités pétrolières et gazières dans ces régions sous le régime de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH). La LOPC pourvoit aux aspects techniques des activités de forage et de production, notamment à la sécurité et à la protection de l'environnement. La LFH régle la gestion des ressources en hydrocarbures, ce qui comprend entre autres les droits d'exploration et de production, les redevances et les retombées industrielles.

L'Office national de l'énergie (ONE) réglemente les activités pétrolières sous le régime de la LOPC dans ces régions.

Aux termes de la LFH, la gestion des droits et des retombées est confiée à la Direction du pétrole et du gaz du Nord du MAIN pour ce qui est des territoires et des zones extracôtières nordiques, et à la DGRP pour ce qui est des autres régions non visées par un accord.

AVANT-PROPOS

Le présent document a pour objet de fournir des statistiques à jour sur les activités pétrolières et gazières menées dans les terres domaniales. Cette édition du sommaire statistique annuel est produite par la Division de la gestion des régions pionnières (DGRP) du ministère des Ressources naturelles (RNCan). La DGRP aide la Ministre de RNCan à gérer l'intérêt national dans les régimes de gestion mixte qui ont été établis à l'égard des terres domaniales.

Nous tenons à remercier l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada - Nouvelle-Ecosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office national de l'énergie, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (MAIN) ainsi que l'industrie du pétrole et du gaz de nous avoir fournis des statistiques. Nous remercions aussi tous les employés du Ministère qui ont joué un rôle instrumental dans l'élaboration de ce sommaire.

Dans la foulée des efforts déployés par la DGRP en vue d'améliorer ses sommaires annuels, nous vous invitons à prendre quelques minutes pour répondre au questionnaire se trouvant à la fin du document.

TABLE DES MATIÈRES

Page	
2	Avant-propos
3	Introduction
5	Terres domaniales du Canada (carte)
6	Faits saillants
8	Terres domaniales, Résumé statistique, 1994
8	Bilan des activités dans les terres domaniales
8	Puits forés sur les terres domaniales
9	Bilan des réserves des terres domaniales
9	Production de pétrole et de gaz naturel dans les terres domaniales
10	Production de pétrole dans les terres domaniales 1984-1994
10	Production de gaz naturel dans les terres domaniales 1984-1994
11	Réserves de pétrole découvertes dans les terres domaniales
11	Réserves de gaz naturel découvertes dans les terres domaniales
12	Avoirs fonciers dans les terres domaniales à la fin de l'année
12	Parcelles détenues par des sociétés dans les terres domaniales
13	État des parcelles à la fin de l'année
14	Permis conclus en 1994
14	Emplois liés à l'activité pétrolière et gazière dans les terres domaniales
15	Dépenses engagées par l'industrie pétrolière dans les terres domaniales
15	Zone extracôtière de l'est du Canada
15	Résumé statistique, 1994
16	Carte - puits actifs, 1994
17	Partie continentale des Territoires
17	Résumé statistique, 1994
18	Carte - puits actifs, 1994
19	Questionnaire

©Ministre des Approvisionnement et Services Canada 1995

N° de cat. M22-115/1994
ISBN 0-662-61787-8

LES TERRES DOMANIALES
(1994)

**SOMMAIRE STATISTIQUE DE L'ACTIVITÉ
PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS**
